

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н.Сокольников

« 15 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Разработка нового устройства для ремонта линейной части магистрального
трубопровода»

Руководитель 15.06.17  к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник 09.06.17




Е.А Жерноклюев

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Разработка нового устройства для ремонта линейной части магистрального
трубопровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

6.06.17 

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

29.05.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

15.06.17



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Разработка нового устройства для ремонта линейной части магистрального трубопровода» содержит 86 страниц текстового документа, 11 таблиц, 35 рисунков, 43 использованных источников.

РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА, НАРУЖНЫЙ ЦЕНТРАТОР, АВТОМАТИЧЕСКАЯ СВАРКА, АКТУАТОР, НАПРАВЛЯЮЩАЯ, УСТОЙСТВО, ПРОТЕУС, НАПРАВЛЯЮЩИЙ ПОЯС.

Целью выполнения бакалаврской работы является разработка универсального устройства для ремонта линейной части магистрального трубопровода, то есть его центровки и последующей сварки, а также для минимизации затрат времени, сил и средств.

Задачи:

- проанализировать комплекс средств для центровки труб с последующей сваркой магистрального трубопровода, отражены преимущества и недостатки каждого из устройств;
- проанализировать перечень материалов, из которых предлагается производить новое устройство, отобраны самые лучшие по характеристикам, зарекомендовавшие себя не только в нефтегазовой промышленности, но и в других областях;
- описать основные преимущества нового устройства по сравнению с другими способами ремонта линейной части;
- описан экономический эффект на примере.

В результате было предложено новое устройство для ремонта линейной части магистрального трубопровода (МН).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Техничко-экономическое обоснование.....	8
2 Расчетная часть.....	9
2.1 Выбор объекта и расчет трубопровода	9
2.2 Расчет основных параметров и режимов автоматической сварки нового устройства	16
2.3 Аварийный объект.....	24
3 Патентно-информационный анализ	26
3.1 Наружный центратор (RU 2102213).....	26
3.2 Автомат для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов (RU 2167753)	27
4 Техническое предложение	29
5 Конструкция	31
5.1 Основа или «кольца» центрирующего устройства.....	31
5.2 Актуаторы	35
5.3 Подключение актуаторов.....	38
5.4 Направляющие «колец»	38
5.5 Сварочный комплекс «Протеус».....	40
5.6 Стойка-опора нового устройства.....	49
6 Принцип работы	50
6.1 Подготовка линейной части трубопровода.....	50
6.2 Подготовка трубопроводов	50
6.3 Установка нового устройства на трубопроводы и принцип работы	54
7 Рекомендации по эксплуатации	55
8 Безопасность жизнедеятельности.....	55
8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	56

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	58
8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	58
8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	59
8.5 Расчет искусственного освещения при ремонте трубопровода в ночное время	62
8.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	64
8.7 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования	65
8.8 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	66
9 Экономическая часть	66
9.1 Расчет текущих затрат на обслуживание трубоукладчика при ручной электродуговой сварке.	67
9.1.1 Норматив затрат на замену быстроизнашивающихся частей.....	69
9.1.2 Норматив затрат на энергоносители	70
9.1.3 Норматив затрат смазочных материалов и гидравлической жидкости.....	70
9.1.4 Норматив затрат на все виды ремонтов трубоукладчика Cat PL83.	71
9.2 Расчет затраченного времени на использование трубоукладчика при эксплуатации нового устройства.....	73
9.2.1 Расчёт затрат на производство нового устройства	73
9.3 Расчет стоимости сварочного материала на период ремонта трубопроводов.....	76
Заключение	79
Список использованных источников	83

ВВЕДЕНИЕ

Анализируя имеющиеся способы и патенты направленные на решения задач ремонта линейной части магистрального трубопровода, можно выделить четыре группы различные по своему технологическому процессу.

- Ремонт, при котором труба герметизируется снаружи.
- Ремонт, при котором труба герметизируется изнутри.
- Ремонт по так называемому типу «труба в трубе», в которых в поврежденный участок трубопровода вставляется новая труба меньшего диаметра.
- Ремонт, при котором необходима полная замена дефектного участка трубопровода

Способы приведенные выше, наиболее часто требуют полной остановки перекачки нефтепродукта. Однако, остановка перекачки нефтепродукта не всегда может быть осуществлена из за нужд социального характера, например таких как: металлургическая промышленность, атомные электростанции и др.

Актуальность выбранной темы обусловлена тем, что при существующих способах реализации замены участка трубопровода, процесс является достаточно трудоемким, а также затратным по времени, выполнения подготовительных и сварочных работ.

Целью выполнения работы является разработка универсального устройства для ремонта линейной части магистрального трубопровода, то есть его центровки и последующей сварки, а также для минимизации затрат времени, сил и средств.

Для реализации поставленной цели в выпускной аттестационной работе поставлены и решены следующие задачи:

- проанализирован комплекс средств для центровки труб с последующей сваркой магистрального трубопровода, отражены преимущества и недостатки каждого из устройств;

- проанализирован перечень материалов, из которых предлагается производить новое устройство, отобраны самые лучшие по характеристикам, зарекомендовавшие себя не только в нефтегазовой промышленности, но и в других областях;

- описаны основные преимущества нового устройства по сравнению с другими способами ремонта линейной части;

- описан экономический эффект на примере.

В результате было предложено новое устройство для ремонта линейной части магистрального трубопровода.

1 Техничко-экономическое обоснование

Одной из актуальных проблем при эксплуатации МН (нефтепродуктопроводов) в одноконтинентном исполнении сегодня является быстрое устранение порывов нефти (и нефтепродуктов) на линейной части магистрального трубопровода для минимизации экологических рисков, а также простоя добывающего фонда.

Рассмотрим случай, при котором, возможна и необходима полная остановка магистрального трубопровода для проведения ремонтных работ по замене участка.

Для устранения аварийного участка трубопровода, при заранее остановленной перекачки нефтепродукта, требуется большое количество спецтехники и обслуживающего персонала, что способствует замедлению процесса ремонта в связи с достаточно продолжительными подготовочными работами и ремонтными работами.

Предполагается, что новое устройство (НУ) сократит время на подготовительные работы, а именно: задействование меньшего количества трубоукладчиков, а также центровка ремонтной катушки. Также устройство минимизирует время проведения сварочных работ.

2 Расчетная часть

2.1 Выбор объекта и расчет трубопровода

Для примера, рассматриваемого в качестве пилотного объекта, на который далее спроецируем определенную аварийную ситуацию и затем предпримем действия направленные на замену участка, предлагается взять участок магистрального нефтепровода между запорной арматурой, расположенной на расстоянии 25 км со следующими характеристиками, представленными в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Годовая (массовая производительность)	G , млн.т/год	20
Общая длина МН	L , км	400
Пилотный участок между запорной арматурой	L , км	25
Разность геодезических отметок на пилотном участке	Δz , м	150
Расчетная плотность нефти	кг/м ³	774
Категория трубопровода		III

Определяем диаметр трубопровода. В зависимости от годовой (массовой) производительности нефтепровода G_F в соответствии с таблицей 2 определяем $D_H = 820$ мм.

Таблица 2 – Рекомендуемые параметры магистральных нефтепроводов

Производительность G_F , млн.т/год	Наружный диаметр D_H , мм	Рабочее давление P , МПа
0,7...1,2	219	8,8...9,8
1,1...1,8	273	7,4...8,3
1,6...2,4	325	6,6...7,4
2,2...3,4	377	5,4...6,4
3,2...4,4	426	5,4...6,4
4,0...9,0	530	5,3...6,1

Окончание таблицы 2

Производительность G_{Γ} , млн.т/год	Наружный диаметр D_H , мм	Рабочее давление P , МПа
7,0...13,0	630	5,1...5,5
11,0...19,0	720	5,6...6,1
15,0...27,0	820	5,5...5,9
23,0...50,0	1020	5,3...5,9
41,0...78,0	1220	5,1...5,5

Далее определяем толщину стенки трубопровода. Для сооружения магистральных трубопроводов (МТ) применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок [1].

Примем для сооружения нефтепровода в соответствии с таблицей 3 прямошовные трубы из низколегированной стали Челябинского трубного завода (ЧТЗ), изготавливаемые по ТУ 14-3-14-25 – 86 марки Г2АФ (временное сопротивление на разрыв стали $\sigma_{\text{вр}} = 530$ МПа, коэффициент надёжности по материалу $k_1 = 1,47$) [2].

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (1)$$

где p – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

n_1 – коэффициент надёжности по нагрузке: $n_1 = 1,15$ для нефтепроводов, работающих по схеме перекачки «из насоса в насос»;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Находим расчетное сопротивление металла:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{вр}$;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0 = 0,99$ для трубопроводов III категории);

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_H \leq 1000$ мм, $k_H = 1,1$).

$$R_1 = \frac{R_{H1} m_0}{k_1 k_H} = \frac{530 \cdot 0,99}{1,47 \cdot 1,1} = 324,49 \text{ МПа}. \quad (3)$$

Расчётное значение толщины стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,7 \cdot 820}{2(1,15 \cdot 4,7 + 324,49)} = 6,7 \text{ мм}. \quad (4)$$

Таблица 3 – Характеристики труб для нефтепроводов

Рабочее давление, МПа Наружный диаметр, мм Номинальная толщина стенки, мм			Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу, K_1	Поставщик труб, ТУ
1	2	3	Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_m , МПа		
			4	5	6	7	8
5,4-7,4	1220	10-16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03-94
		10-16	09ГБЮ	550	380		
5,4-7,4	1220	10-16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04 – 94
		10-16	12ГСБ	550	380		
6,3	1220	12,5;12,9;15,5;16	13 Г1С-У	540	390	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1698 – 90
6,3	1220	11,4	13 Г1С-У	540	390	1,34	НМТЗ, ТУ-14-3-1424 – 86
6,3	1220	11;11,5;12	17Г1С	510	363	1,4	ВТЗ, ТУ-1104-138100-357-02 – 96
5,4	1220	9,5;10;10,5;8;8,5;9	17Г1С	510	363		
5,4	1220		K60	588	441		
5,4-7,5	820	8-12	Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-14-25 – 86
5,4-7,5	820	8,5;9,2;10,6;11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270-84
5,4-7,4	820	9-14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04 – 94
7,4	720	7,3;8,7;10,8;12;14;16;20	K60	589	461	1,34	ВМЗ, ТУ-14-3Р-04 – 93
5,4-7,4	720	8-14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03 – 94
5,4-7,4	720	7,5;8,1;9,3;10;11;12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-1270 – 84
5,4-7,4	630	8-12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ, ТУ-322-8-10 – 95
5,4-7,4	530	8-10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ, ТУ-322-8-10 – 95
7,4	530	7;7,5;8;9;10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ, ТУ-14-3-127 – 84
7,4	530	7,1;8,8;10;12;12;14;16	-	529	392	1,34	ВМЗ, ТУ-14-3Р-01 – 93
5,4-7,4	530	7-14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-03 – 94
5,4-7,4	530	7-14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ, ТУ-14-3Р-04 – 94

Примечание: ЧТЗ – Челябинский трубный завод, НМТЗ – Новомосковский трубный завод, ВТЗ – Волжский трубный завод, ХТЗ – Харцызский трубный завод, ВМЗ – Выксунский металлургический завод.

Полученное значение δ округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 8$ мм;

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta, \quad (5)$$

$$D_{BH} = 820 - 2 \cdot 6,7 = 806,6 \text{ мм} = 0,8066 \text{ м}.$$

Осуществляем проверку толщины стенки трубы нефтепровода. Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (6)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (7)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$;

E – модуль упругости металла (сталь), $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$.

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 324,49}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39 \text{ град};$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{324,49 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 91 \text{ град}.$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 91 \text{ град}$.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле:

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{\delta}, \quad (8)$$

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,7 \cdot 0,8066}{0,008} = -61,4 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1}, \quad (9)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-61,4|}{324,49} \right)^2} - 0,5 \frac{|-61,4|}{324,49} = 0,891$$

Уточним толщину стенки нефтепровода по следующей формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + \psi_1 \cdot R_1)}, \quad (10)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 4,7 \cdot 820}{2 \cdot (1,15 \cdot 4,7 + 0,891 \cdot 324,49)} = 7,5 \text{ мм.}$$

Таким образом, ранее принятая толщина стенки равная $\delta = 8$ мм может быть принята как окончательный результат.

2.2 Расчет основных параметров и режимов автоматической сварки нового устройства

Расчет силы сварочного тока, А

$$I_{св} = \frac{\pi \cdot D_{np}^2 \cdot a}{4}, \quad (11)$$

где $I_{св}$ – сила сварочного тока, А;

a – плотность тока в электродной проволоке, А/мм² (при сварке в СО₂ $a = 110 - 180$ А/мм²) [10];

π – постоянная ($\pi = 3,14$);

D_{np} – диаметр сварочной проволоки, приведен в таблице 1

$$I_{св} = \frac{3,14 \cdot 1,2^2 \cdot 150}{4} = 169 \text{ А.}$$

Сверяемся со справочными данными производителя сварочного комплекса рисунок 1.

Расход защитного газа – 12 ... 16 л/мин
Выпуск наконечника – до 6 мм
Вылет сварочной проволоки – 5...16 мм
Полярность обратная – «минус» на трубе, «плюс» на горелке

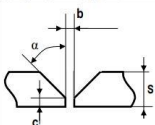

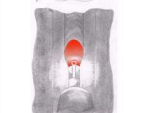
	Толщина стенки трубы S, мм	Притупление с, мм	Зазор b, мм	Пространственное положение	Параметры режима		
					Скорость подачи проволоки, м/мин.	Напряжение, В	Сварочный ток, А (справочно)
	5...6	I 1,5...2,6	3,0...3,5	нижнее	2,5...2,8	16,0...16,5	100...120
		II 1,0...2,6	2,5...3,5	во всех положениях	2,8...3,0	16,5...17,0	120...130
		III 1,0...2,0	2,0...2,5	во всех положениях	3,0...3,3	17,0...17,5	130...140
		IV 1,0...1,5	1,5...2,0	во всех положениях	3,3...3,5	17,5...18,0	140...160
	7...12	I 1,5...2,6	3,5...4,0	нижнее	2,8...3,0	16,5...17,0	120...130
		II 1,0...2,6	2,5...3,5	во всех положениях	3,0...3,5	17,0...17,5	130...150
		III 1,0...2,0	2,0...2,5	во всех положениях	3,5...4,0	17,5...18,0	150...170
		IV 1,0...1,5	1,5...2,0	во всех положениях	4,0...4,5	18,0...18,5	160...180
	Более 12	I 1,5...2,6	3,5...4,0	нижнее	3,0...3,5	16,5...17,0	130...150
		II 1,0...2,6	2,5...3,5	во всех положениях	3,5...4,0	17,0...17,5	150...170
		III 1,0...2,0	2,0...2,5	во всех положениях	4,0...4,5	17,5...18,0	160...180
		IV 1,0...1,5	1,5...2,0	во всех положениях	4,5...4,7	18,0...18,5	180...200

Рисунок 1 – Справочные данные «Протеус»

Таблица 4 – Сравнительная характеристика специальной бесшовной порошковой проволоки POWER PIPE 60R для сварки в смесях газов типа M21 (82/18), а так же электродов ОК 48.04

Марка, диаметр проволоки	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	Временное сопротивление на разрыв, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вязкость дж/см ²
Power Pipe 60R. Диаметр 1,2-1,6 мм	490...550	610...640	590...650	≥ 21	119
Электроды марки ОК 48.04	420	560	500	≥ 30	100

Автоматическая сварка трубопроводов, которая имеет ряд
значительных преимуществ по сравнению с ручной дуговой сваркой:

- высокий коэффициент наплавки;
- снижение объема наплавляемого металла;
- качественные и стабильные показатели по механическим свойствам и неразрушающему контролю;
- уменьшение зависимости качества сварки от ошибок оператора;
- снижение физической нагрузки на сварщика/оператора;
- возможность быстрого обучения операторов;
- снижение объемов используемого оборудования и рабочей силы для сварки труб большого диаметра с большой толщиной стенки [12].

Скорость подачи сварочной проволоки, м/ч:

$$V_{np} = \frac{4 \cdot \alpha_p \cdot I_{св}}{\pi \cdot D_{np}^2 \cdot \rho}. \quad (12)$$

Для сварки в углекислом газе значение α_p , г/А·ч, может быть рассчитано по формуле:

$$\alpha_p = 3 + 0,08 \frac{I_{св}}{D_{np}}, \quad (13)$$

где $I_{св}$ – сила сварочного тока, А;

π – постоянная ($\pi = 3,14$);

D_{np} – диаметр сварочной проволоки, мм;

ρ – плотность металла г/см³, (для стали ст3 = 7,8 г/см³);

Исходя из формулы 13, рассчитаем коэффициент α_p :

$$\alpha_p = 3 + 0,08 \frac{169}{1,2} = 14,2 \text{ г / А} \cdot \text{ч},$$

Отсюда скорость подачи сварочной проволоки, м/ч:

$$V_{np} = \frac{4 \cdot \alpha_p \cdot I_{св}}{\pi \cdot D_{np}^2 \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 14,2 \cdot 169}{3,14 \cdot 1,2^2 \cdot 7,8} = 232 \text{ м / ч}.$$

Определим скорость сварки, м/ч:

$$V_{св} = \frac{\alpha_n \cdot I_{св}}{100 \cdot F_\beta \cdot \rho}, \quad (14)$$

где α_n – коэффициент наплавки, г/А·ч;

$$\alpha_n = \alpha_p = 14,2 \text{ г / А·ч} ;$$

где $I_{св}$ – сила сварочного тока, А;

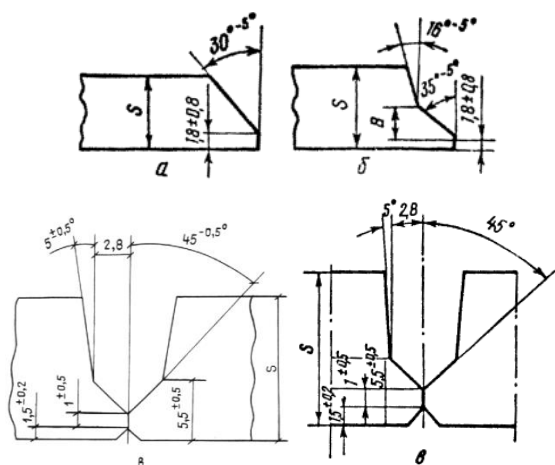
F_β – площадь поперечного сечения одного валика, см², принимаем равным 0,4см²; (при наплавке и сварке в СО₂ принимается равным 0,3 – 0,7см²) [13].

ρ – плотность металла г/см³, (для стали 09Г2С = 7,8 г/см³);

$$V_{св} = \frac{14,2 \cdot 169}{100 \cdot 0,3 \cdot 7,8} = 10,25 \text{ м / ч} .$$

Определим площадь заполнения разделки.

Рекомендуемые типы разделки кромок труб приведены на рисунке 2.



а – для труб диаметром 57 – 1420 мм с толщиной стенки S до 16 мм;

б – для труб диаметром 273 – 1420 мм с толщиной стенки более 15 мм;

в – для автоматической сварки труб в защитных газах

Рисунок 2 – Рекомендуемые типы разделов кромок

Так как мы используем сварочный комплекс «Протеус», то возможно использование зазора, рисунок 1 а, б. Исходя из этого определяем общую площадь заполнения [12]:

$$A_n^{общ} = b \cdot S + (S - 1,8)^2 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ + \frac{2}{3} \cdot q \cdot (2 \cdot (S - 1,8) \cdot \operatorname{tg} 30^\circ + b + 7), \quad (15)$$

где S – толщина стенки, мм;

b – величина зазора, $b = 2$ мм;

q – высота облицовочного слоя, $q = 3$ мм.

$$A_n^{общ} = 8 \cdot 2 + (8 - 1,8)^2 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ + \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot 12,4 = 63 \text{ мм}^2.$$

Определим массу наплавленного металла, г:

$$G_n = V_n \cdot \rho \quad (16)$$

где V_n – объем наплавленного металла, см^3 ;

ρ – плотность металла г/см^3 , (для стали 09Г2С = 7,8 г/см^3);

Объем наплавленного металла, см^3 :

$$V_n \approx A_n^{\text{общ}} \quad (17)$$

где F_n – площадь наплавленной поверхности, $\text{см}^2/\text{корневого}$ и
заполняющих слоев

$$V_n = 63 \text{ см}^3.$$

$$G_n = 63 \cdot 7,8 = 491 \text{ г}.$$

Для выполнения расчета общей массы наплавленного металла необходимо определить длину шва – $L_{\text{шва}}$.

$$L_{\text{шва}} = D_{\text{тр}} \cdot \pi, \quad (18)$$

где $D_{\text{тр}}$ – диаметр трубопровода;

π – постоянная ($\pi = 3,14$);

$$L_{\text{шва}} = 820 \cdot 3,14 = 2574,8 \text{ мм}.$$

Выполним расчёт общей массы наплавленного металла на трубопровод

$$G_{\text{общ.н}} = G_{\text{н}} \cdot L_{\text{шва}}, \quad (19)$$

где $G_{\text{н}}$ – масса наплавленного металла;

$L_{\text{шва}}$ – длина шва;

$$G_{\text{общ.н}} = 0,491 \cdot 2,574 = 1,3 \text{ кг}.$$

Расход сварочной проволоки, г:

Расход сварочной проволоки, г/первый слой:

$$G_{\text{пр}} = G_{\text{н}} \cdot (1 + \psi); \quad (20)$$

где $G_{\text{н}}$ – масса наплавленного металла, г;

ψ – коэффициент металла на угар и разбрызгивание, принимается равным 0,02-0,03;

$$G_{\text{пр}} = 491,2 \cdot (1 + 0,03) = 505,73 \text{ г}.$$

Время горения дуги определяется по формуле 21:

$$t_0 = \frac{G_{\text{общ.н}}}{I_{\text{св}} \cdot \alpha_{\text{н}}}, \quad (21)$$

где $G_{\text{н}}$ – масса наплавленного металла, г;

$I_{св}$ – сила сварочного тока, А;

α_n – коэффициент наплавки, г/Ач;

$$t_0 = \frac{1,3}{169 \cdot 14,2} = 0,54ч = 32,4 мин.$$

Полное время сварки, ч:

$$T = \frac{t_0}{K_n}, \quad (20)$$

где t_0 – время горения дуги, ч;

K_n – коэффициент использования сварочного поста, принимается равным 0,6..0,7.

$$T = \frac{32,4}{0,7} = 46,2 мин.$$

Расход электроэнергии, кВт/ч:

$$A = \frac{U_d \cdot I_{св}}{\eta \cdot 1000} \cdot t_0 \cdot W_0 \cdot (T - t_0), \quad (21)$$

где U_d – напряжение на дуге, В;

$I_{св}$ – сила сварочного тока, А;

η – КПД источника питания, при постоянном токе принимается 0,6 – 0,7;

W_0 – мощность источника питания, работающего на холостом ходе, кВт· ч, на постоянном токе принимаем равным 2...3кВт [13];

T – полное время сварки, ч;

t_0 – время горения дуги, ч;

$$A = \frac{24 \cdot 169}{0,7 \cdot 1000} \cdot 0,54 \cdot 3 \cdot (0,76 - 0,54) = 2,06 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

2.3 Аварийный объект

Сценарий выхода нефти: место порыва – низменная часть, высотная отметка относительно секущих задвижек – ниже на 150 метров – рисунок 2, Причина порыва послужило смещение грунтов вследствие обильного весеннего паводка, с дальнейшим внешним воздействием на трубопровод более 530 МПа, что превышает предел прочности выбранной стали трубы. Это и спровоцировало деформацию трубопровода с образованием дефекта типа «гофр». Далее дефект типа «гофр» преобразовался в дефект типа «трещина» (рисунок 3).

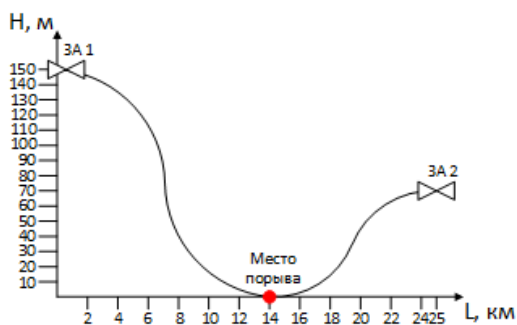


Рисунок 2 – Профиль пилотного участка



Рисунок 3 – Дефект геометрии трубы

На рисунке 3 хорошо виден выход нефти через дефект типа «трещина» на гофрированном участке трубопровода. Итак, проект подразумевает, полную остановку перекачки нефтепродукта, для начала выполним все необходимые подготовительные работы – рисунок 4.



Рисунок 4 – замена участка трубопровода

3 Патентно-информационный анализ

3.1 Наружный центратор (RU 2102213)

Представленный центратор состоит из секторов с приводными центрирующими кулачками и фиксирующими секторы клиновыми механизмами, каждый из которых выполнен в виде выступов, расположенных в зоне стыка секторов и контактирующих с ответными наклонными поверхностями на стягивающей рамке, на выступах размещены подвижные опоры с лысками, по которым осуществляется контакт с ответными наклонными поверхностями на рамке. Опоры могут быть либо сферическими, либо цилиндрическими. Предложенное техническое решение обеспечивает самоустановку подвижных опор при их контакте со стягивающей рамкой и контакт рамки с лысками опор по плоскостям, что улучшает работоспособность клинового механизма фиксации, повышает надежность соединения секторов и снижает трудозатраты при изготовлении, т.к. гарантированно обеспечивается контакт в клиновом соединении по плоскостям при перекосах рамки и не требуется при изготовлении подгонка углов клиновых скосов [32].

На рисунке 5 показан общий вид центратора;

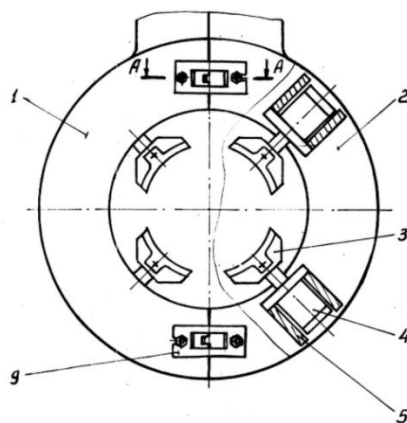


Рисунок 5 – Общий вид наружного центратора

Наружный центратор (НЦ) образован секторами 1 и 2 с центрирующими приводными кулачками 3. Кулачки 3 закреплены на штоках силовых цилиндров 4. Цилиндры установлены на ребрах 5 секторов 1 и 2. На секторах 1, 2 в зоне стыков секторов 1, 2 выполнены выступы 6, 7, на торце одного из которых выполнен зуб, а на другом паз. В выступах 6 и 7 установлены подвижные опоры 8 (в данном случае сферические) с лысками. На опоры надеваются стягивающие рамки 9. Рамки 9 имеют с одной стороны отверстия, в которые входят откидные болты 10, установленные на осях 11 в вилках 12, закрепленных на секторах 1, 2. С другой стороны рамки 9 имеют пазы под откидные болты 10, снабженные гайками 13. Наклонными поверхностями 14 рамки 9 контактируют с лысками опор 8.

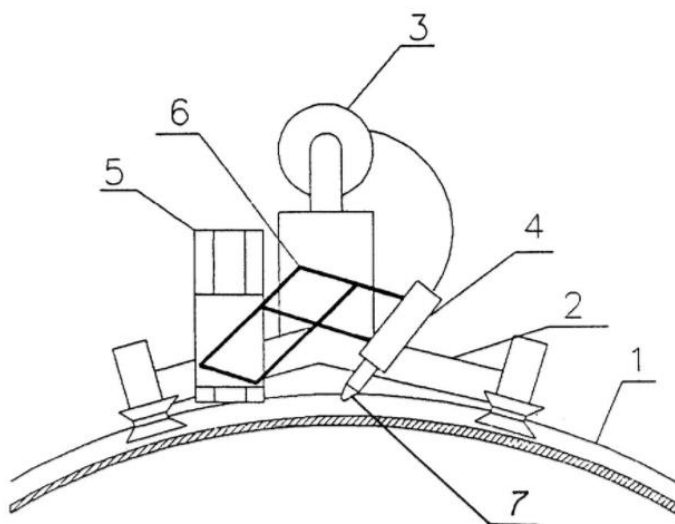
Порядок работы НЦ.

При разведенных секторах 1 и 2 центратор устанавливается на трубопровод в районе свариваемого стыка. Сектора 1, 2 сводятся. Рамки 9 с откидными болтами 10 поворачивают на осях 11 в вилках 12 до контакта наклонными поверхностями 14 с лысками опор 8. Откидные болты 10 вводятся в пазы 9. Гайками 13 проводят натяжку рамки 9 на опоры 8, обеспечивая фиксацию стыка секторов 1 и 2. При этом происходит самоустановка опор 8 и контакт с поверхностями 14 рамки 9 по плоскостям, что увеличивает значительно их несущую способность и надежность соединения секторов. Силовыми цилиндрами 4 обжимают трубопроводы кулачками 3 в районе свариваемого стыка, обеспечивая соосность свариваемых труб и их цилиндричность [32].

3.2 Автомат для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов (RU 2167753)

Изобретение относится к области дуговой сварки плавящимся электродом неповоротных стыков трубопроводов большого диаметра. Обеспечение постоянства скорости сварки и вылета электрода при

корректировке угла наклона сварочной головки в зависимости от пространственного положения сварочной ванны в процессе сварки достигается тем, что механизм корректировки угла наклона головки выполнен в виде рычажной системы. Короткая сторона одного из двух неравносторонних параллелограммов жестко закреплена на корпусе автомата. К короткой стороне другого прикреплена сварочная головка. Ось сварочной головки и ось проходящего через неё электрода параллельны короткой стороне параллелограмма. Оси проходят через центр сварочной ванны при любом угле наклона сварочной головки в плоскости сварного стыка [33].



1 – направляющая, 2 – тележка, 3 – механизм подачи проволоки, 4 – сварочная головка, 5 – линия стыка, 6 – механизм, 7 – токопроводящий наконечник

Рисунок 6 – Автомат для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов

Задачей изобретения является обеспечение постоянной скорости сварки и вылета электрода при корректировке угла наклона сварочной головки (электрода) относительно нормали к поверхности трубопровода в плоскости стыка в зависимости от пространственного положения сварочной ванны.

На рисунке 6 представлена схема автомата для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов.

Поставленная задача решается тем, что автомат для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов содержит направляющую 1, выполненную в виде цепи, гибкой ленты, жесткого разъемного кольца или в виде троса, по которой движется тележка 2 с приводом. На тележке 2 расположены механизм подачи проволоки 3, сварочная головка 4 с токоподводящим наконечником 7, механизм поперечной корректировки горелки относительно линии стыка 5 и механизм 6, обеспечивающий корректировку угла наклона сварочной головки относительно нормали к поверхности трубопровода в плоскости стыка [33].

4 Техническое предложение

Замену дефектного участка предлагается заменить при помощи нового оборудования, совмещающего в себе не только автоматизированную систему центрирования, но и автоматическую сварку. Предполагается, что данное устройство будет способно обслуживать трубопроводы диаметром от 530 до 1020 мм.

В ходе изучения процессов центрирования трубопроводов, было выяснено, что многочисленные трубные НЦ, не дают возможности более быстрого сваривания трубопроводов, поскольку, зачастую центраторы имеют конструкцию «обручей» с ребрами жесткости, что не позволяет получить быстрый доступ к месту сварки. Такие центраторы необходимо «проворачивать» для дальнейшей сварки трубопровода, что отрицательно сказывается на сваривании. На рисунке 8 показано одно из устройств, для центровки трубопроводов. Подразумевается, что новое устройство даст возможность получить единый сварной шов.

На рисунке 7 представлена модель устройства, позволяющая заменить участок трубопровода диаметром 820 мм.

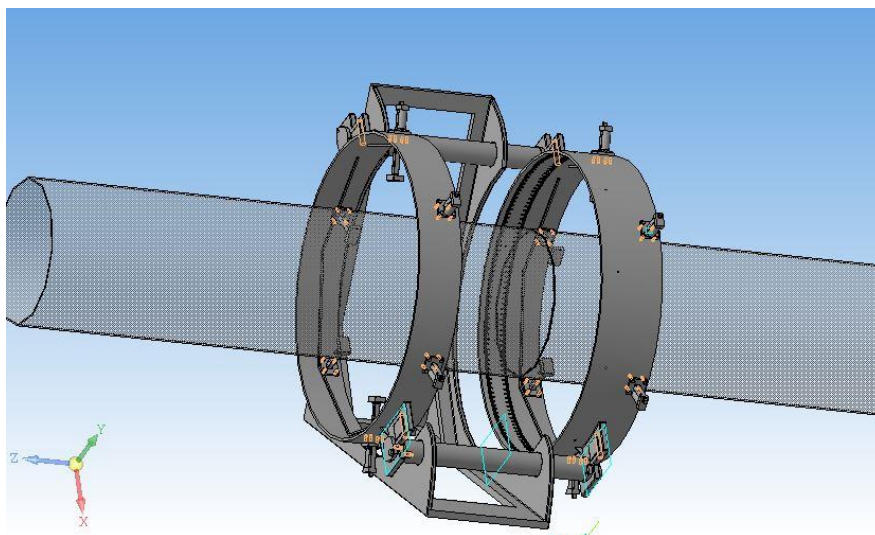


Рисунок 7 – Общий вид автоматизированного устройства для ремонта линейной части магистрального трубопровода

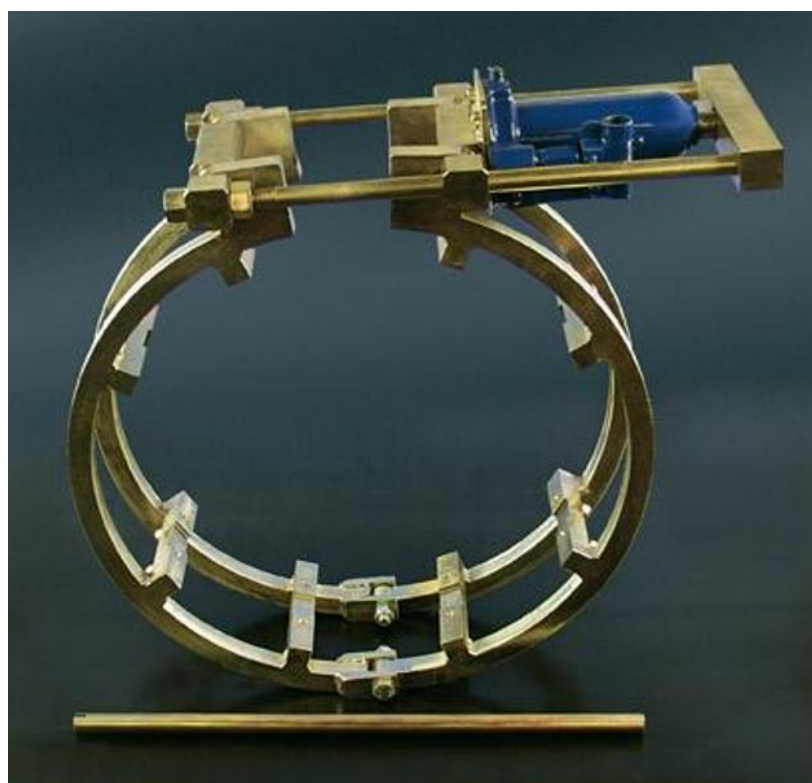


Рисунок 8 – Центратор домкратного типа

5 Конструкция

5.1 Основа или «кольцо» центрирующего устройства

Как было сказано выше, в настоящее время, нет центраторов, чья конструкция могла бы обеспечить бесперебойную сварку трубопровода. На основе этого было решено сконструировать «кольцо», многим больше диаметра свариваемого трубопровода. Основу центрирующего устройства сделаем из стали 25Г2С ГОСТ 5781 – 82.

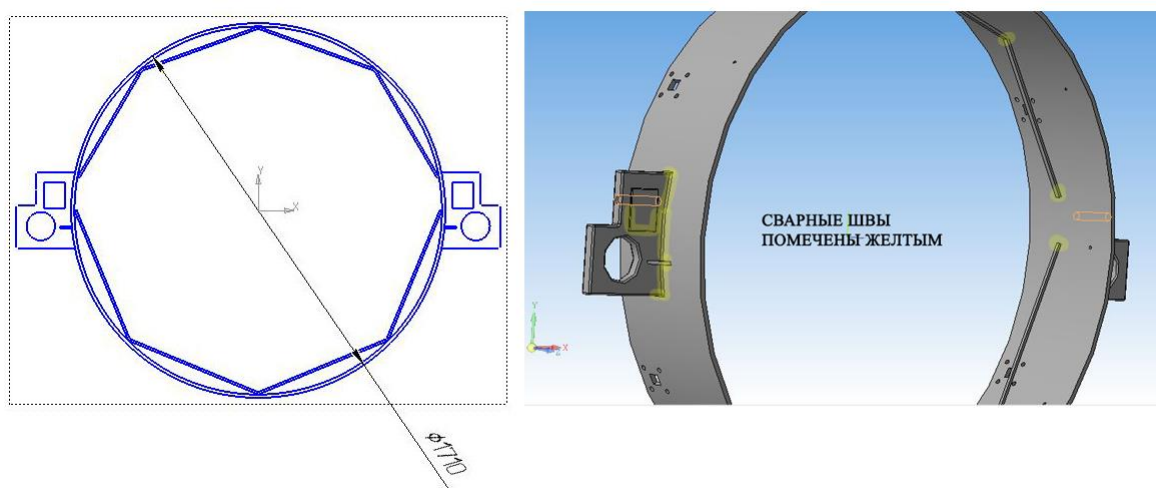


Рисунок 9 – основа центрирующего устройства «кольцо 1»

Рассмотрим подробнее правое «кольцо». Конструкция состоит из двух «полуколец», для простоты сборки, крепятся болтами М20 с резьбой 2,5. В конструкции предусмотрены ребра жесткости, для предотвращения каких либо напряжений и деформаций. Продольные «уши» основы, являются частью отлитой конструкции, и имеют так же ребра жесткости (более детально на рисунках 10 – 12).

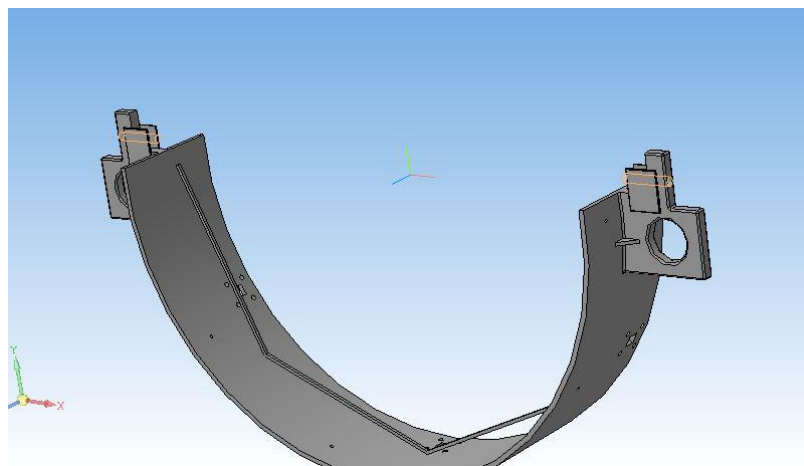


Рисунок 10 – нижняя часть

Рассмотрим нижнюю часть более детально.

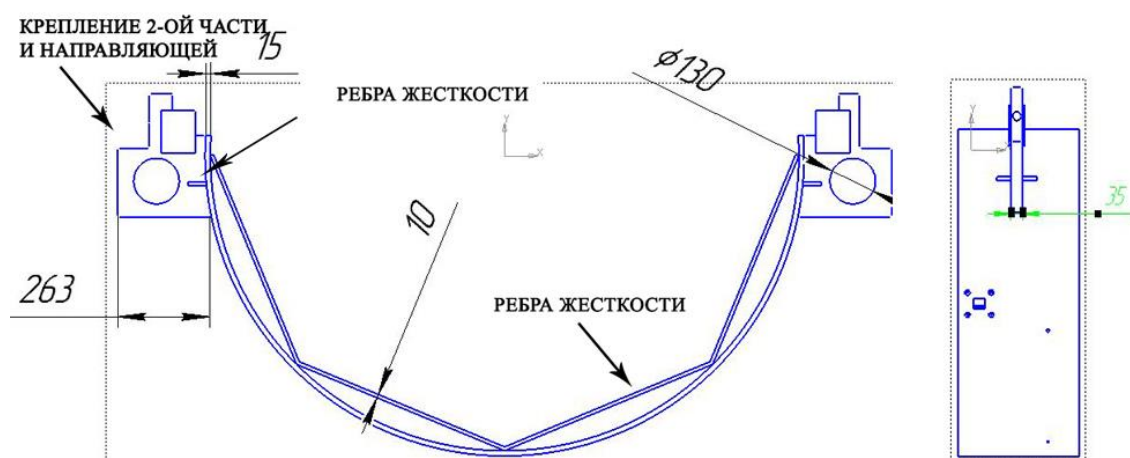


Рисунок 11 – нижняя часть виды спереди и слева

На рисунке 11 представлено «полукольцо» центратора с его характерными размерами. На рисунке 12, изображена верхняя часть, прошу заметить, что толщина «полукруга», и всех прилегающих частей остается неизменной, и численно равна размерам с нижней части.

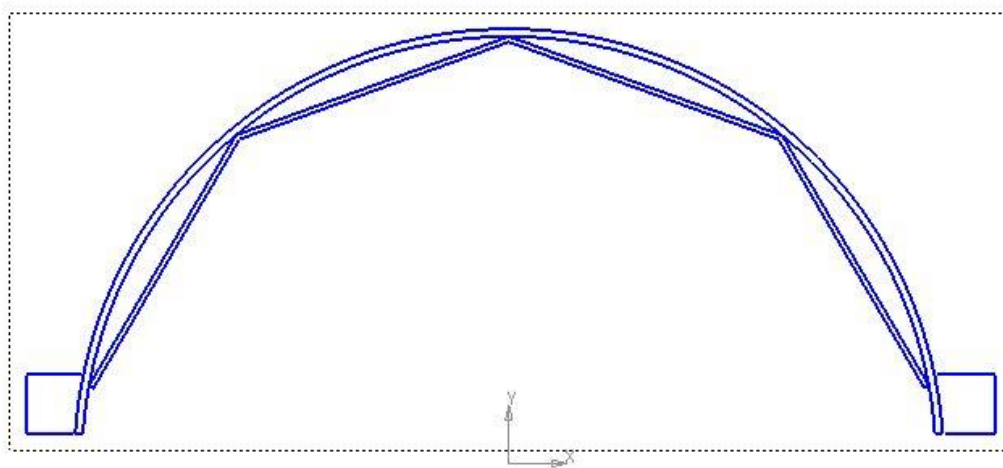


Рисунок 12 – Верхняя часть вид спереди

Для того чтобы, сделать конструкцию максимально разборной, и мобильной, используем болтовые соединения актуатора и направляющего кольца «Протеус». На рисунке 13 показаны характерные размеры для соединений актуатора и кольца «Протеус»

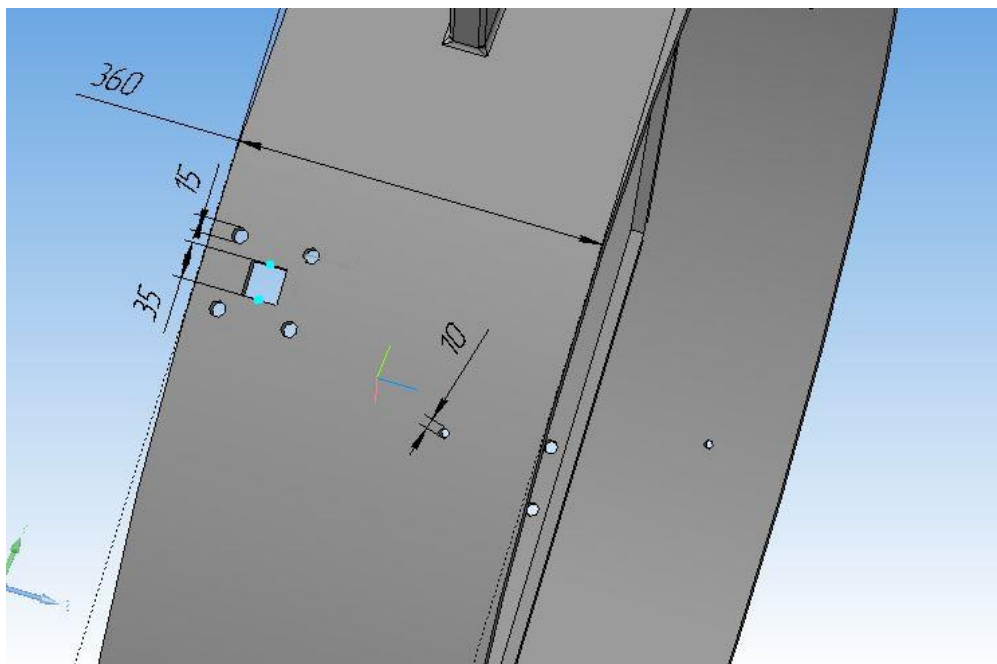


Рисунок 13 – Отверстия крепления Актуатора и направляющего кольца сварочного комплекса «Протеус»

Второе «кольцо» нашего устройства идентично «кольцу 1» описанному выше, оно имеет те же соединения, а также радиальные расположения отверстий под актуаторы. На рисунке 14 представлено второе кольцо нашего автоматизированного устройства. Как видно из рисунка 14 «кольцо» имеет характерное отличие, это отсутствие отверстий под крепления направляющего кольца сварочного комплекса (СК) «Протеус», это значительно облегчает общий вес «кольца».

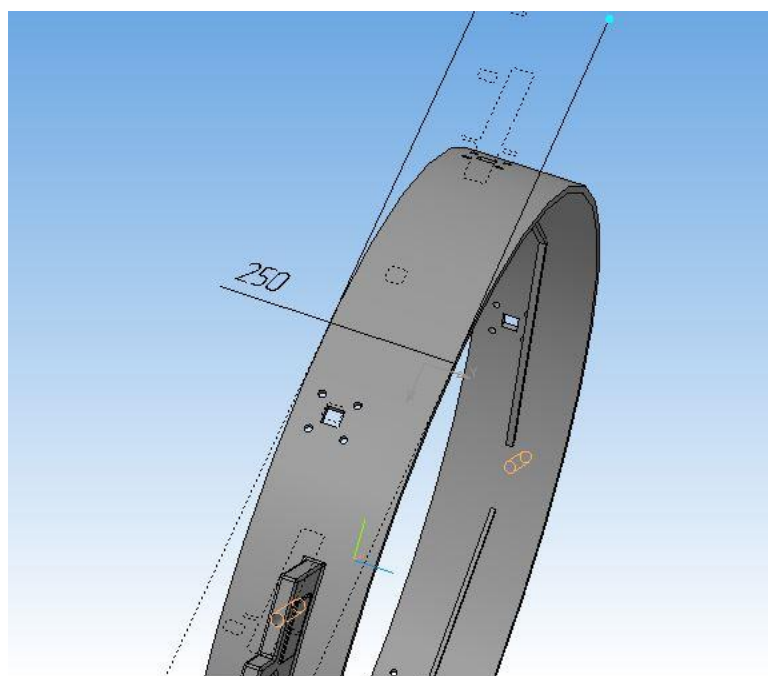


Рисунок 14 – Основа центрирующего устройства «кольцо 2»

5.2 Актуаторы

Исследуя рынок гидравлических систем, систем пневмооборудования, а так же рынок различных систем электроавтоматизации, видим, что в настоящее время доступны любые конструкции, не только из сортамента предлагаемого заводом производителем, но и по чертежам заказчика. Из всего единообразия предлагаемых устройств и конструкций, в нашем случае наиболее актуальны системы электроавтоматизации, поскольку пневмооборудование и гидравлические системы требуют не только специального обслуживания, но и дополнительного оборудования для правильной бесперебойной работы. Исходя из характеристик материала трубопровода, был выбран Актуатор серии ATU-1 – рисунок 15 – 16.

Актуаторы серии ATU-1 – компактный линейный актуатор, с низким уровнем шума, сочетающий в себе простую надежную конструкцию, компактные размеры и усилие позволяющие решить большое количество задач. Влагозащитный корпус позволяет использовать актуаторы в различных погодных условиях.



Рисунок 15 – Актуатор ATU-1

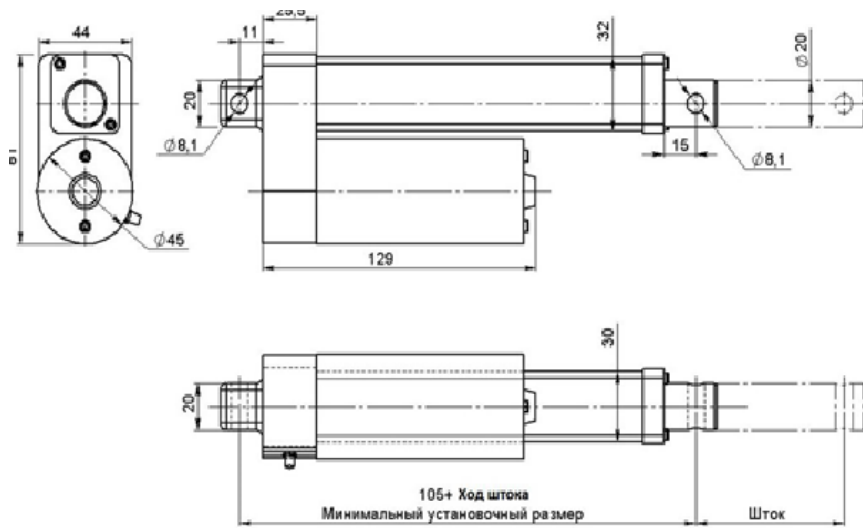


Рисунок 16 – Чертеж Актуатора ATU-1

Отдельная маркировка актуаторов ATU-1 приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Маркировка актуаторов

Модель	Максимальное усилие, Н	Рабочий ход штока, мм	Минимальный установочный размер, мм	Напряжение питания, 12В
ATU-1	3000	160	189	12

Технические характеристики приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики актуаторов

Наименование	Значение
Напряжение питания	12 В или 24 В постоянного тока
Максимальное усилие	3000 Н
Максимальная скорость	3,3 мм/с

Окончание таблицы 6

Наименование	Значение
Рабочая температура	-45; +60 °C
Класс защиты	IP66
Допустимая влажность	20-80%
Масса	7-8,3кг

Возможные габаритные размеры актуаторов представлены в таблице 7.

Таблице 7 – Габаритные размеры актуаторов

Ход штока	20	50	100	150	200	250	300	350
Установочный размер	125	155	205	255	305	355	405	455

Для крепления актуатора на «кольце», а также для большей площади соприкосновения конца штока с трубопроводом необходимо внести конструктивные изменения в устройство актуатора – рисунок 17.

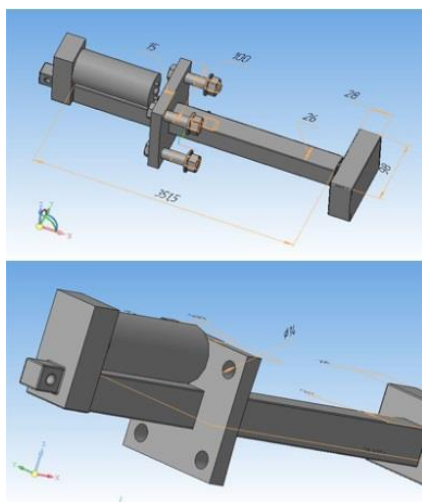


Рисунок 17 – Доработанный Актуатор ATU-1

5.3 Подключение актуаторов

Подключение актуаторов будем производить по схеме, изображенной на рисунке 18, исходя из того что актуаторы имеют маленькие входные напряжения 12/24В, имеем возможность подключить их к аккумулятору, либо к любому другому внешнему источнику питания например к сварочному трансформатору [9].

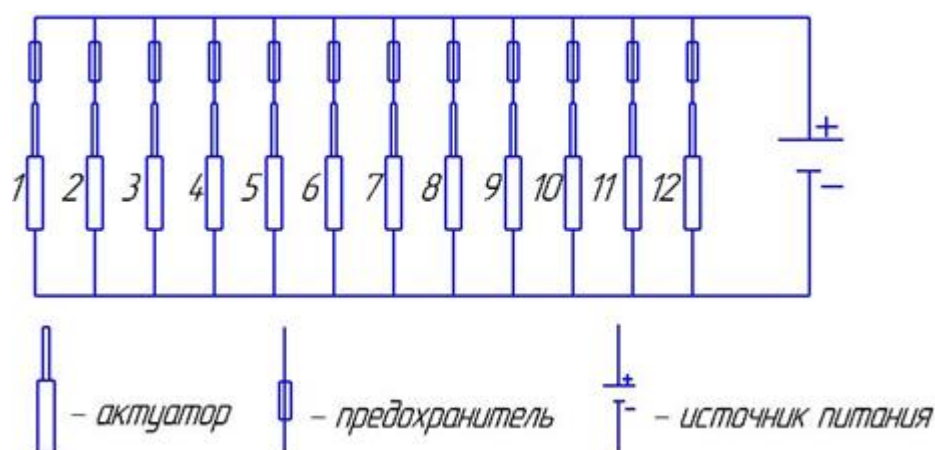


Рисунок 18 – схема подключения актуаторов

5.4 Направляющие колец

Направляющие колец предлагается изготовить из стали 25Г2С ГОСТ 5781 – 82. На рисунках 19, 20 показаны основные габаритные размеры конструкции.

Все габаритные размеры занесены в таблицу 7.

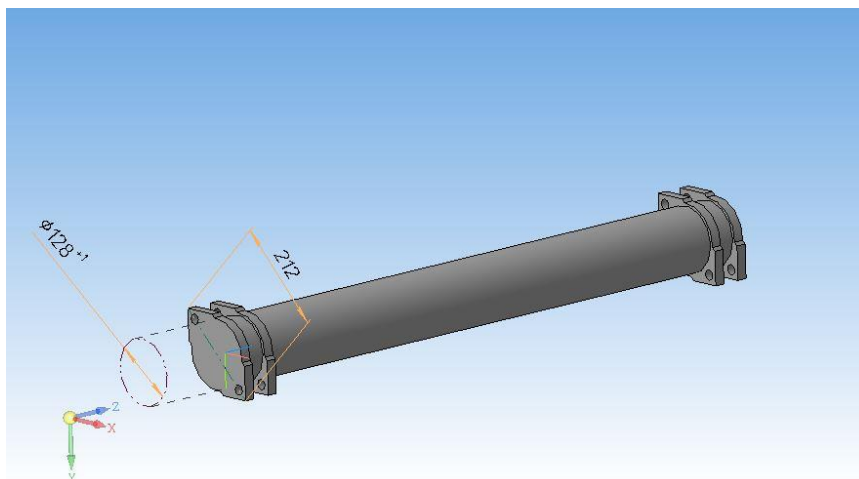


Рисунок 19 – Габаритные размеры направляющей колес

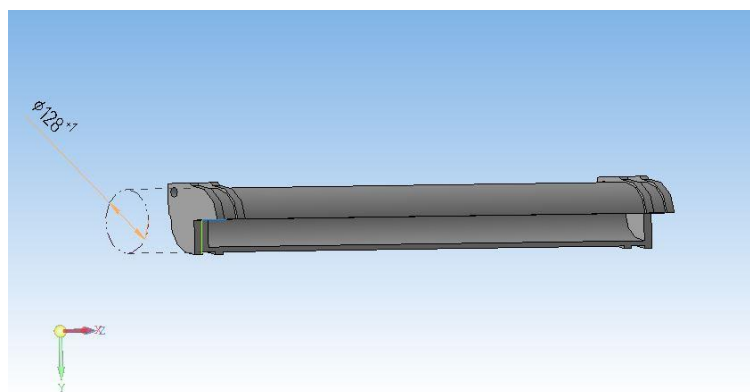


Рисунок 20 – Направляющая в разрезе

Таблица 7 – Габаритные характеристики направляющей

Наружный диаметр, мм	128
Внутренний диаметр, мм	108
Толщина стенки трубы, мм	10
Толщина стенки крепежных изделий, мм	15
Отверстие, D, мм	20
Длина направляющей, мм	1230

5.5 Сварочный комплекс «Протеус»

Сварочный автомат «Протеус» для сварки неповоротных кольцевых швов в защитных газах.



Рисунок 21 – Сварочный комплекс «Протеус»

Комплект сварочного автомата «Протеус»:

Выпускается по ТУ3441-028-11143754 – 2006. Предназначен для автоматической орбитальной сварки в среде защитного газа или смесях газов неповоротных стыков трубопроводов диаметром от 406 до 2540 мм толщиной стенки до 32 мм порошковыми проволоками. Управление сварочным автоматом осуществляется программным методом. С помощью программатора задается 12 различных программ сварки. После этого программатор отключается от головки и хранится у технолога по сварке. Кроме того, посредством программатора может быть загружен набор параметров от головки, используемой для разработки требуемой технологии, на все головки автомата «Протеус», используемых для сварки. Программатор защищен паролем, имеет индивидуальный номер, считываемый блоком управления «Протеус» [35].

На блоке управления головки стоит переключатель программ с 1 по 12, чтобы сварщик мог переключать номера программ.

Например, для сварки горячего прохода №1, для сварки первого заполнения №2, для сварки второго заполнения №3, для сварки облицовки №4 и т.д.

Корректировка режима при сварке производится с помощью пульта ДУ.



Рисунок 22 – комплектация «Протеус»

Комплектация:

- две самоходные сварочные головки (1),
- блок питания (3),
- направляющий пояс шириной 120 мм (2),
- ручное программирующее устройств (4),
- пульт дистанционного управления (ДУ) (5),
- комплект принадлежностей, запасных и сменных частей источник сварочного тока – выпрямитель для дуговой сварки ВД-506ДК У3 по

ТУ3441-012-11143754 – 2004 (6),

- сварочные материалы (порошковая проволока) (11),
- механизм подачи ПДГО-511 для выполнения корневого шва (7),
- специальные кабельные шлейфы для работ в особо тяжелых условиях (8).



Рисунок 23 – Работа сварочного комплекса «Протеус»

Технические характеристики автомата «Протеус» представлены в таблице 8.

Таблица 8 – технические характеристики автомата «Протеус»

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания, В	~110 или ~220

Продолжение таблицы 8

Наименование параметра	Значение
Номинальный сварочный ток, при ПВ = 60%, А в углекислом газе	400
Номинальный сварочный ток, при ПВ = 60%, А в смеси типа М21	300
Диаметр электродной проволоки, мм	0,9...1,4
Скорость подачи электродной проволоки, мм/мин	5...15
Диаметр кассеты сварочной проволоки, мм	200
Максимальная ширина кассеты, мм	71,5
Вес кассеты, кг	5
Угол поперечных колебаний горелки, град Угол продольного наклона горелки, град Угол поперечного наклона горелки, град	±14 ±20 ±10
Перемещение горелки перпендикулярно шву, мм	100
Габаритные размеры, мм (длина х ширина х высота)	550 x 340 x 250
Вес кг, не более	12,5

Сравнение СК «Протеус» и ручной электродуговой сварки.

Преимущества комплекса для автоматической сварки в защитных газах неповоротных стыков «Протеус»:

- высокое качество сварных соединений при высокой производительности сварки (максимальная скорость подачи проволоки 15,2 м/мин – 592 дюйм/мин, брак в пределах 1...2 %);

- малый вес (12,5 кг) и размеры головки, что позволяет производить сварку в стесненных условиях, например, при 30см просвете между землей и нижней поверхностью трубы при минимальной физической нагрузке на оператора;

- удобное управление головками через пульт дистанционного управления, что исключает вдыхание операторами сварочных аэрозолей, улучшенная обзорность сварочной ванны в любых пространственных положениях, включая потолочное;

- улучшенная отделяемость шлака без шлифмашинки при использовании проволок типа POWER PIPE 60 R и POWER PIPE 90 R. При нарушении геометрии разделки с этими проволоками, выход на необходимое направление движения происходит без образования шлаковых карманов;

- модульная конструкция головки, которая позволяет минимизировать повреждения головки при ее случайном падении, повышает ремонтпригодность из-за поузловой замены блоков. Имеется возможность фиксированного ограничения вмешательства оператора в режимные параметры при сварке;

- единое универсальное исполнение как правой, так и левой конфигурации головки, быстрое снятие головки и направляющего пояса;

- усовершенствованная система управления головкой (неизменное количество колебаний горелки на каждый см пройденного пути, независимо от изменения скорости движения головки), возможность дистанционного

управления напряжением на дуге при сварке от пульта дистанционного управления, соединенного со сварочным источником, наличие русифицированного программатора на 12 режимов сварки [35];

- отсутствие необходимости найма профессиональных сварщиков для работы с комплексом, ввиду быстрой подготовки операторов за срок не более 2 недель;

- соединение сварочного источника и головки «Протеус» производится через «насыпной кабель», защищенный от механических и термических воздействий;

- возможность сварки на уклонах до 15 градусов;

Ввиду того, что наше устройство предполагает установку сварочного комплекса непосредственно не на трубу, а внутрь «кольца», необходимо внести конструктивные изменения в устройство крепления СК «Протеус», а именно направляющий пояс. А также изменить конструкцию сварочной головки, обеспечив тем самым ее «ход» в вертикальной плоскости, что позволит нашему комплексу сваривать трубопроводы разного диаметра, при этом, не изменяя длину направляющего пояса.

Рассмотрим схему установки головки «Протеус» на трубу рисунок 24...25.

Схема установки головки «ПРОТЕУС» на трубу:

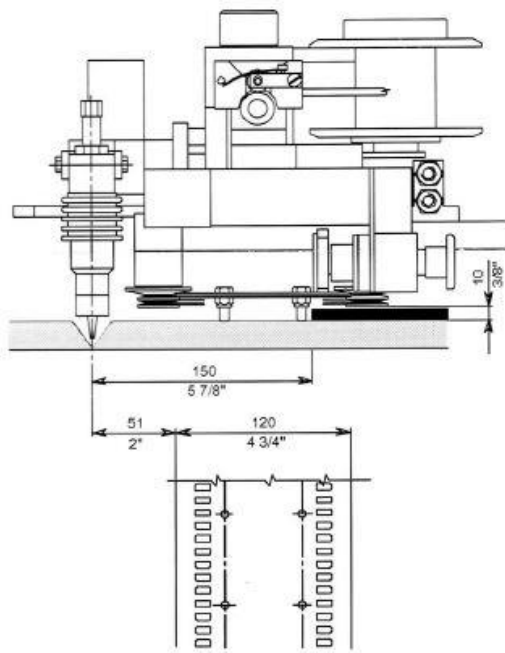


Рисунок 24 – Схема установки головки «Протеус» на трубу (оригинал)

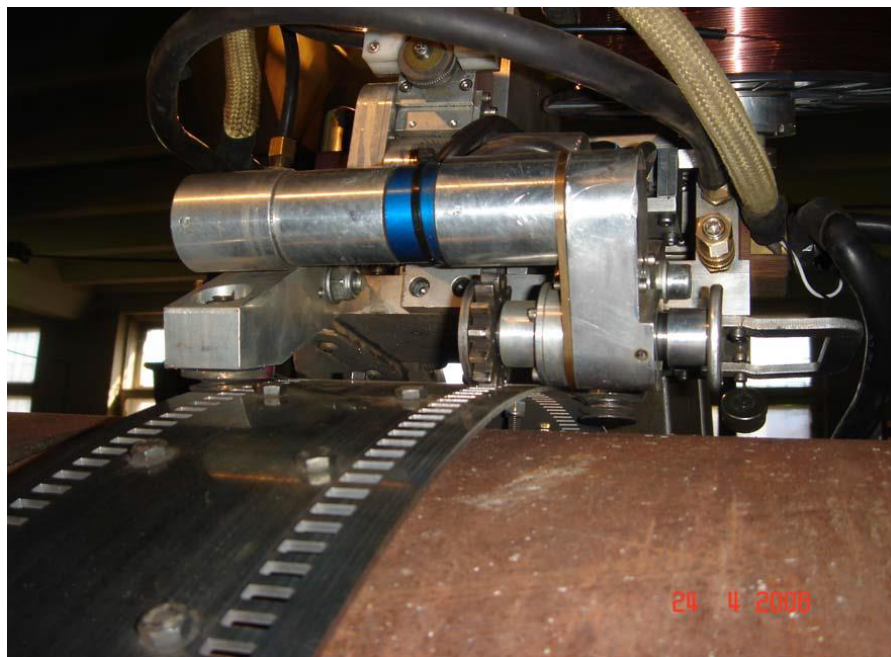


Рисунок 25 – Установка головки «Протеус» на трубу (оригинал)

Внеся необходимые конструктивные изменения в направляющий пояс, и головку сварочного комплекса (рисунок 25 – 29), видим, что отпадает необходимость в постоянной установке направляющего пояса на трубу. Также видно, что головка сварочного комплекса стала регулируемой.

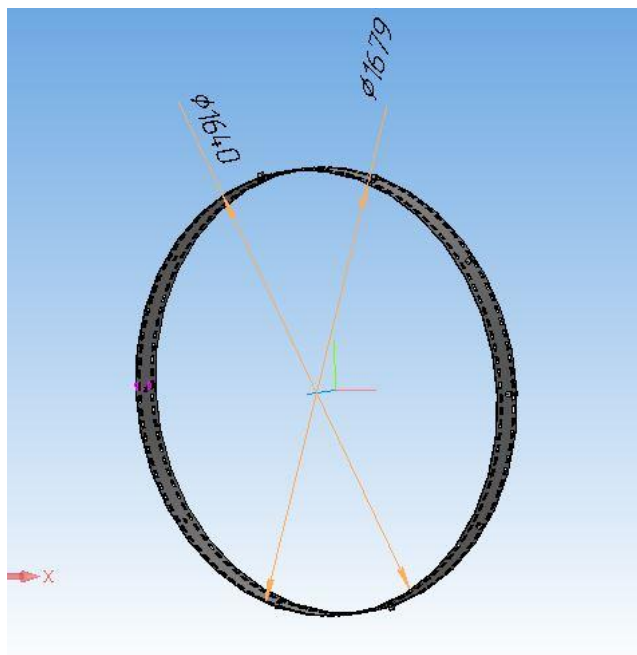


Рисунок 26 – Кольцо «Протеус» в сборе

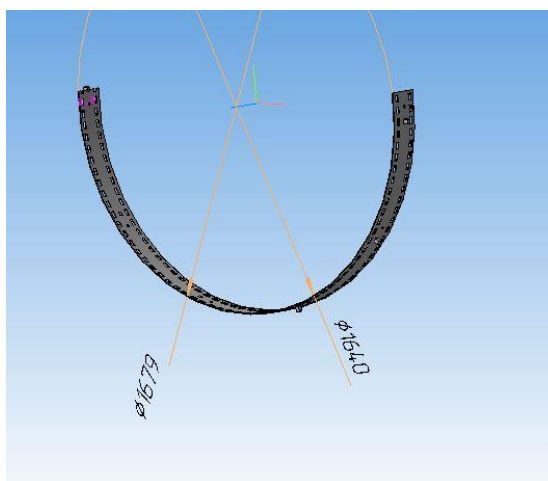


Рисунок 27 – Полукольцо «Протеус», для крепления на основных кольцах устройства

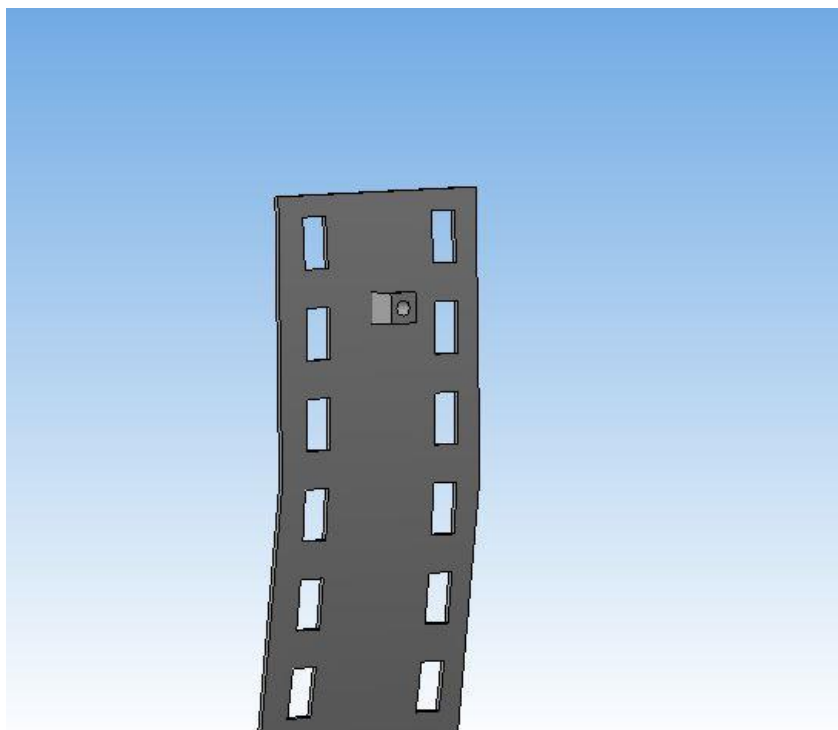


Рисунок 28 – Крепление кольца «Протеус»

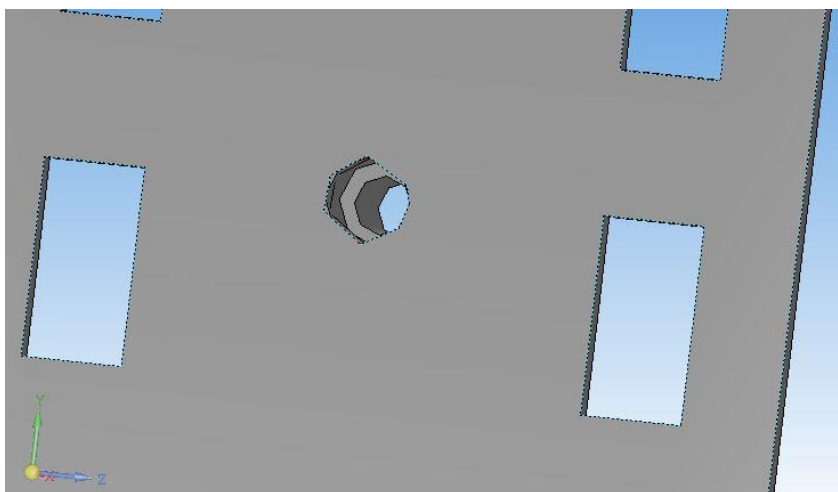


Рисунок 29 – Крепление кольца «Протеус», отверстие с зенковкой

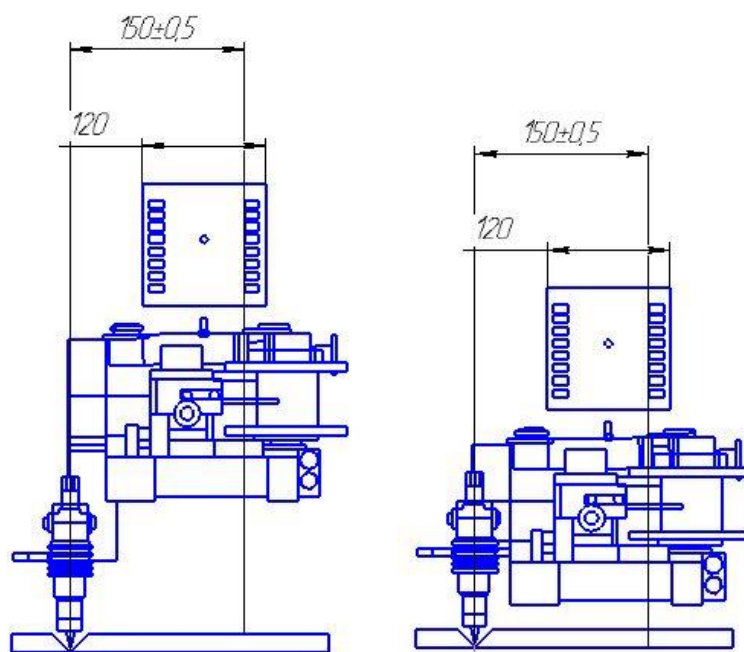


Рисунок 30 – Схема установки нового кольца «Протеус»

5.6 Стойка-опора нового устройства

Опора – элемент нового устройства для обеспечения установки на твердую поверхность. Опора нашей автоматизированной системы будет изготовлена из стали 25Г2С. Все необходимые габариты изображены на рисунке 30.

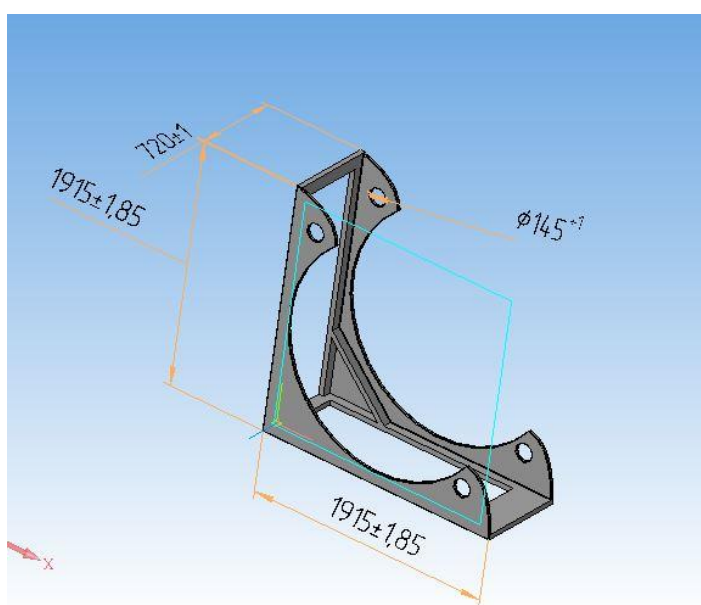


Рисунок 31 – Стойка нового устройства

6 Принцип работы

6.1 Подготовка линейной части трубопровода

Для подготовки линейной части трубопровода с остановкой перекачки нефтепродукта предварительно необходимо:

- остановка перекачки нефтепродукта
- вскрыть ремонтируемый участок;
- установить дежурство на отсекающих задвижках со средствами радиосвязи с диспетчером;
- получить письменное разрешение от диспетчера РУМН.

Работы по подъему и укладке трубопроводов разрешается производить только в присутствии лица, ответственного за производство работ. Перед подъемом трубопровода должны быть выполнены все мероприятия, предусмотренные в проекте производства работ, обеспечивающие безопасность его проведения и предотвращение аварийных ситуаций.

Число и грузоподъемность трубоукладчиков или других механизмов, а также порядок подъема и расстановки должны строго соответствовать ППР. Запрещается поднимать нефтепровод одним трубоукладчиком.

Подъем трубопровода следует осуществлять плавно, без рывков.

Контроль величины усилий на крюках трубоукладчиков производится динамометрами или индикаторами усилия на крюке.

На время длительных остановок и в конце смены трубопровод следует укладывать на лежки, и др. [5].

6.2 Подготовка трубопроводов

Перед сборкой труб необходимо очистить внутреннюю полость труб и трубных деталей от попавшего внутрь грунта, грязи, снега, а также очистить

до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб и соединительных деталей на ширину не менее 10 мм [16]. Участки усиления наружных заводских швов, прилегающие к свариваемому торцу, рекомендуется удалять до высоты 0...0,5 мм на расстоянии от торца не менее 10 мм. При контактной стыковой сварке кольцевых стыков трубопроводов необходимо дополнительно:

- провести контрольную проверку размеров стыкуемых труб по торцам, при этом разница в фактическом периметре стыкуемых труб не должна превышать 12 мм, а разница в фактической толщине их стенок – 1 и 2,2 мм, соответственно для толщин стенок до 10 и более 10 мм;

- выполнить в соответствии с технологической инструкцией и картой зачистку до металлического блеска поверхностей труб под токоподводящие башмаки сварочных машин;

- проверить и, в случае необходимости, удалить усиление продольных швов труб в месте расположения силовых и токоподводящих башмаков, при этом высота оставшегося усиления продольного шва после его удаления должна быть не более 0,5 мм [11].

Газокислородную резку труб можно выполнять механизированным или ручным способом. Перед резкой необходимо зачистить проволочной щеткой зону реза шириной 50...100 мм от праймера, изоляции, окалины, ржавчины, пыли, масляных и жирных пятен. Шероховатость кромки реза не должна превышать 0,32 мм (3-й класс по ГОСТ 14792). Перед сваркой после резки необходимо тщательно удалить с кромки реза грат и окалину. Перед сваркой электродами с покрытием целлюлозного вида поверхность реза необходимо зачистить шлифмашинкой (см. рис. 2.1) или подвергнуть механической обработке. При отрицательных температурах окружающего воздуха машинную резку рекомендуется выполнять с подогревом до 50...100 °С, рисунок 31 [16].



Рисунок 32 – Подготовка торцов труб к сварке

Правку концов труб после резки при отрицательных температурах окружающего воздуха можно выполнять только после подогрева до 150...200 °С.

При использовании для удаления дефектов воздушно-дуговой поверхностной резки угольным электродом перед сваркой поверхность реза следует зачистить от грата абразивным кругом с использованием шлифмашинки на глубину 0,3...0,5 мм (до металлического блеска).

На рисунке 32 показана подготовка торцов труб и монтаж трубной секции.



Рисунок 33 – Подготовка торцов труб и монтаж трубной секции

Перед началом выполнения работ по сварке стыков труб производится сушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

Сушка или предварительный подогрев должны осуществляться однопламенными или кольцевыми наружными или внутренними пропановыми горелками, или путем индукционного нагрева. Во всех случаях должна быть обеспечена равномерность нагрева торцов по периметру и прилегающих к ним участков поверхности трубы на ширине 10...15 мм от торца. Продолжительность подогрева определяется экспериментально для каждого подогревателя в зависимости от температуры окружающего воздуха и стенки трубы [9].

При автоматической сварке под флюсом неповоротных стыков труб диаметром 820...1220 мм с эквивалентом углерода 0,42...0,46 % на трубосварочных базах типа БТС осуществляется предварительный подогрев до 30...50 °С при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С. При наличии влаги на торцах труб необходимо производить их сушку. В случае отсутствия необходимости в проведении предварительного подогрева производится сушка торцов труб и прилегающих к ним участков до температуры 20...50 °С при температуре окружающего воздуха ниже + 5 °С либо наличии влаги на торцах труб. При наличии следов влаги или наледи на торцах произвести их осушку путем нагрева до температуры 20...50 °С [14].

6.3 Установка нового устройства на трубопроводы и принцип работы

Рассмотрим установку нашего устройства в траншею, после замены дефектного участка трубопровода рисунок 34.

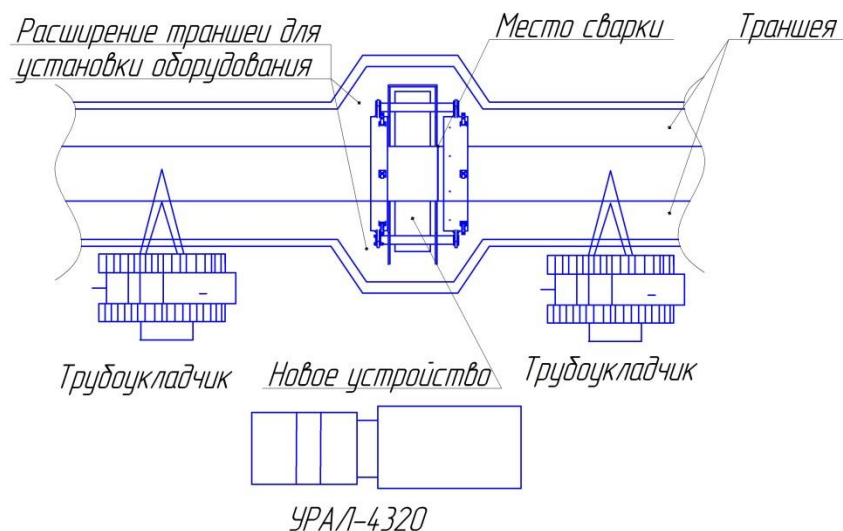


Рисунок 34 – Схема установки устройства в траншею

Для того чтобы осуществить ремонт линейной части новым устройством, необходимо расширить траншею в местах установки устройства. Траншея расширяется для того, чтобы возможно было осуществить установку и демонтаж нового устройства на трубопроводы. При этом осуществляется удержание трубопровода трубоукладчиками.

После того, как устройство установлено на трубопроводы работа нашей автоматизированной системы сборки трубопроводов, происходит следующим образом:

- включаем работу актуаторов (на этом этапе трубопроводы должны принять необходимую позицию для центровки);
- установка сварочного комплекса «Протеус» на направляющий пояс;
- сварка трубопроводов.

7 Рекомендации по эксплуатации

При эксплуатации данного оборудования, необходимо:

- хранение в сухом месте;
- сварка трубопроводов в сухую погоду, либо в специально подготовленном месте (использование тенда);
- очистка устройства от загрязнений после проведения работ;
- контроль количества сварочной проволоки при сварке сварочным комплексом «Протеус»;
- контроль режима работы актуаторов.

8 Безопасность жизнедеятельности

Магистральные, технологические и промысловые газонефтепроводы представляют собой сложные инженерные конструкции, проложенные во всех регионах России и эксплуатируемые от Крайнего Севера, Западной Сибири до средней полосы и пустынных южных районов.

Высокий риск взрыво- и пожароопасности связан с высокой аварийностью, которая может быть вызвана разгерметизацией трубопроводов, износом оборудования, несоблюдением правил и техники безопасности. Специфика отрасли – работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, подверженными взрывам, воспламенению, при нарушении соответствующих условий работы. Это ведет к серьезным экономическим потерям и большим человеческим жертвам, поэтому решение проблем, связанных с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей является актуальным [17].

8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Основными видами работ на трассе магистрального нефтепровода являются техническое обслуживание, ремонт линейных сооружений и выполнение аварийно-ремонтных работ [18].

Магистральный нефтепровод представляет собой сложное инженерное сооружение, содержащее комплекс технических систем: линейную часть, головные и промежуточные перекачивающие станции, резервуарные парки и др. При выполнении указанных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 9.

Таблица 9 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Высоковольтные линии электропередач, движущиеся машины и механизмы; повышенный уровень вибрации, тесный контакт при выполнении работ с механизмами под высоким давлением, температура материалов (повышенная и пониженная в зимний период); повышенная или пониженная влажность воздуха на участке
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные) вдоль трассы

Окончание таблицы 9

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Психофизиологические	<p>Физические перегрузки: статические; динамические.</p> <p>Нервно – психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.</p>

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

Потенциальная опасность для населения, персонала, промышленных и гражданских сооружений, флоры и фауны, находящихся в зоне трубопровода, определяется разрушениями конструктивных элементов трубопровода и утечками транспортируемого продукта. В результате этого происходят следующие процессы:

- выбросы продукта, его мгновенное или постепенное испарение;
- дисперсия газа с нейтральной или положительной плавучестью;
- дисперсия тяжелого газа;
- пожары (пожары луж, струевое и шаровое пламя, вспышечные пожары);
- взрывы (парового облака в свободном пространстве, ограниченные, физические, пылевые, конденсированные фазы);
- детонации;

- разлет осколков;
- воздушные и сейсмические волны [18].

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Энергетические затраты на работы линейной части трубопровода складываются из затрат на снабжение электричеством нефтеперекачивающих станций и помещений для хозяйственных нужд.

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [19].

8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Обеспечение электроэнергией на период ремонта осуществляется от передвижных дизельных электростанций. Ремонтная площадка, участки работ и рабочие места, проезды и подходы к ним должны быть освещены в соответствии с требованиями государственных стандартов. В качестве источника энергоснабжения на строительной площадке используются ДЭС-100. Проектом предусматривается централизованное снабжение бутилированной и сертифицированной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов [19].

Для работы в темное время суток на площадке хранения (приема) материалов устраивается освещение. Для безопасности погрузочно-

разгрузочных и такелажных работ наименьшая освещенность рабочих зон должна составлять 10 лк. Этому требованию соответствует освещенность на площади 15 квадратов, создаваемая одной лампой в 100 Вт, подвешенной на высоте 5 м. Предпочтительно прожекторное освещение, создающее более равномерную освещенность по всему фронту работ. Площадка должна содержаться в чистоте и порядке, не загромождаться и не захламляться [19].

Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается. Рабочие места, где применяются или готовятся клеи, мастики, краски и другие материалы, выделяющие вредные вещества, обеспечиваются проветриванием, а закрытые помещения оборудуются механической системой вентиляции [20]. Работающие обеспечиваются санитарно – бытовыми помещениями и устройствами в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ для обеспечения режима труда и отдыха.

Применяемые спецодежда, спецобувь, каски и другие средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия и подвергаться периодическим контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на них [21].

8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

На участке ремонта нефтепровода применяются изоляционные покрытия – битумы, выделяемые при нанесении слоя на трубу и его подогреве. Битумы состоят из смеси высокомолекулярных углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. Элементарный химический состав всех битумов достаточно близок. В них 70 – 87 % углерода, до 15 % водорода, до 10 % кислорода, до 1,5 % серы (в природных битумах до 10 %), небольшое количество азота.

В очень низких концентрациях действие углеводородов приводит к

функциональным расстройствам нервной системы, вплоть до сильного головокружения при резких движениях головой [22].

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³ [23]. Допустимая концентрация паров углеводородов в воздухе помещения насосной должна быть не более 0,3 мг/л. [24] Основными местами выделения вредных веществ являются поверхности труб при нарушении изоляции, контактирующие с нефтью и нефтепродуктами. Класс опасности – IV [25].

Для проведения экспрессных методов химического анализа используют переносные универсальные газоанализаторы УГ-1 УГ-2 УГ-3, ГХ-4, ГХ-5, ГХ-6, ГХ-СО-5, рудничный индикатор и другие приборы. К ним прилагают наборы индикаторных трубок, реактивной бумаги, специальные растворы со стандартными шкалами [26].

В ходе выполнения ремонтных работ используются только мобильные дизельные электростанции ДЭС-100 и ДЭС-60. Дизельная электростанция предназначена для использования в качестве основного или резервного источника трехфазного электрического тока напряжением 400/230 В и частотой 50 Гц [27].

Для обеспечения безопасности людей, защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы на электростанциях и подстанциях установлены заземляющие устройства в соответствии с требованиями ПУЭ.

Устройство контроля заземления (серия 7485) обеспечивает электростатическое заземление машин и оборудования трубопровода. Одновременно прибор контролирует состояние электростатического заземления. Тем самым обеспечивается поддержание электростатического заряда на безопасном уровне, а также отсутствие взрывоопасности вследствие неконтролируемой разрядки данной энергии [22].

Ввиду частых гроз на участке и повышенного электростатического напряжения на всех ДЭС должны быть установлены молниеотводы,

объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится лаборантом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены [28].

При повышении концентрации углеводородов выше допустимой необходимо уменьшать часы смены работников, находящихся в тесном контакте с линейной частью и использовать приборы как респираторы [25].

8.5 Расчет искусственного освещения при ремонте трубопровода в ночное время

Расчет системы освещения объекта в полевых условиях должен соответствовать санитарным нормам и должен быть выполнен в соответствии с СанПиН 2.4.2.2821 – 10.

Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

При расчете искусственного освещения в полевых условиях применяются разные методы. Наиболее распространенным и простым являются метод светового потока.

Согласно СанПиН 2.4.2.2821 – 10 уровень освещения должен соответствовать нормам: 300...500лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_n = 300\text{лк}$.

На объекте установлено 4 светильника типа ПромЛед (100 Вт) направление освещения на объекте изображено на рисунке 35.

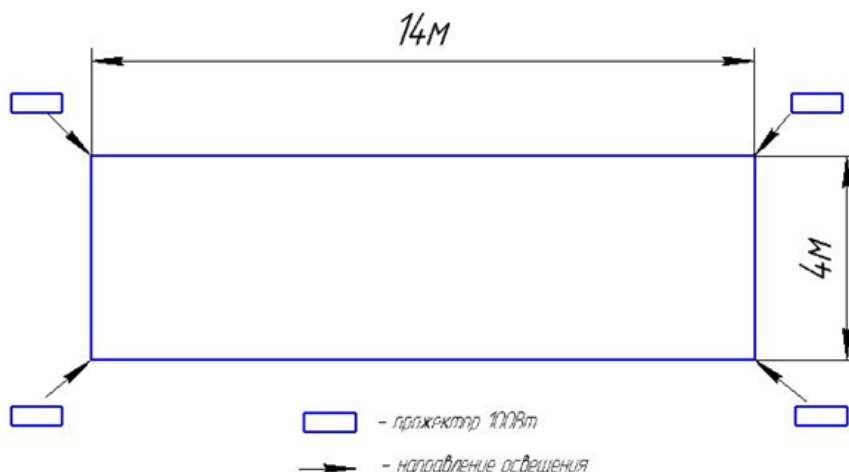


Рисунок 35 – Расположение прожекторов при ремонте трубопровода

Световой поток, Φ который должен излучать каждый прожектор (при заданном количестве прожекторов), рассматривают по формуле (22)

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (22)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение прожектора (по СНИП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» $K_z = 1,4$);

Z – коэффициент минимальной освещенности ($Z = 1,1$);

N – число прожекторов на объекте;

η – коэффициент использования светового потока ($\eta = 90 \%$).

$$\Phi = \frac{300 \cdot 56 \cdot 1,4 \cdot 1,1}{4 \cdot 0,9} = 7200 \text{ лм}.$$

Световой поток Φ выбранного прожектора равен (7200 лм).

Коэффициент использования светового потока η выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения $\rho_n = 15\%$;
- коэффициент отражения от оборудования $\rho_c = 15 \%$;
- коэффициент отражения от земли, $\rho_p = 10 \%$.

Индекс освещения объекта находим по формуле:

$$I = \frac{S}{h(a+e)}, \quad (23)$$

где S – площадь помещения (м²);

h – высота подвеса светильника (м);

a – длина помещения (м);

b – ширина помещения (м).

Коэффициенты отражения ограждающих поверхностей определяются согласно СНИП II-Л.4 – 62.

$$I = \frac{56}{2,8 \cdot 14} = 1,42$$

Высоту установки прожектора рассчитываем по формуле:

$$h_n = H - (h_{кр} + h_p) = 3,3 - 0,1 - 0,8 = 2,4 \text{ м} \quad (24)$$

где H – максимальная высота установки прожектора, м;

$h_{кр}$ – расстояние от верхней точки до нижней кромки прожектора, м;

h_p – высота рабочей поверхности от земли, м.

Исходя из расчетов, делаем вывод, количество прожекторов установленных на объекте, удовлетворяет расчетным данным. Следовательно, данный объект соответствует установленным требованиям искусственного освещения.

8.6 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Ремонт нефтепровода производится на открытом воздухе, поэтому к помещениям пожарной опасности можно отнести только передвижные помещения для бытовых хозяйственных нужд. Причинами и источниками возникновения пожара в таких помещениях могут быть: неисправная электропроводка, несоблюдение техники безопасности по другим причинам.

На рабочих местах должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50;
- лопата (штыковая и совковая);

8.7 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Таблица 10 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		11.04.14		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		11.04.14		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	85	11.04.14	87	-	3.2	1
4	4.62	Температура, С°	-39 +33	11.04.14	22.4	-	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	11.04.14	43	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	0.1-1	11.04.14	0,1	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	300	11.04.14	160	2	2	0.5
8	4.67	КЕО, %	0.6	11.04.14	1,3	-	2	0,5
9	4.66	ТНС, С	19.5...23	11.04.14	17,8	-	2	0.8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	11.04.14	1272	-	3.1	0.8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Стирол	2	11.04.14	0.1	7	2	

8.8 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Ремонт участка трубопровода проводится при полной остановке перекачки. Аварийные ситуации могут возникнуть из-за влияния остаточных газов и остатка самого нефтепродукта, поэтому на территории участка могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, угрозы взрывов, природные пожары; увеличение уровня реки.

Участок относится к IV группе по ГО.

Персонал полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты. Персонал службы обязан наблюдать за определенным участком трубопровода, немедленно сообщать вышестоящим обо всем, что препятствует безопасному проведению работ или создает угрозу для людей, сооружений и транспорта, находящихся вблизи объекта работ, опасных и загазованных зон и сообщать об этом .

С целью оперативного руководства работами организуется система связи [27].

9 Экономическая часть

В настоящее время при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов наружные и внутренние центраторы являются оптимальным решением при центрировании трубопроводов с последующей сваркой. Однако не один из них не может обеспечить одновременно качественный сварной шов, а так же быстроту выполнения работ. Для этого мною разработана конструкция позволяющая производить быструю центровку трубопроводов разного диаметра с последующей автоматической сваркой, что позволяет сократить время на ремонтные работы, а также расходы на аренду оборудования.

9.1 Расчет текущих затрат на обслуживание трубоукладчика при ручной электродуговой сварке

Область применения трубоукладчиков широко представлена практически при всех видах работ: в составе изоляционно-укладочной колонны при укладке трубопроводов в траншею, при сварочно-монтажных работах, при транспортировании, погрузке и разгрузке труб и плетей.

Расчет эксплуатации трубоукладчика Cat PL83 [37].

Таблица 10 – Исходные данные трубоукладчика Cat PL83

Стоимость трубоукладчика	23 000 000 рублей
Запланированное количество работы в году	350 машино-часов
Число работников	1 человек.
Трудоемкость технического обслуживания и ремонта	2 человека-часов
расходы на ремонтные материалы и запасные части	4300 рублей
Затраты на сменную оснастку	790 рублей
Норма расхода топлива на машину	45.0 л/час.

Стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика Cat PL83 определяем по следующему выражению:

$$C_{\text{маш}} = A + Z + B + Э + C + P, \quad (25)$$

где $C_{\text{маш}}$ – стоимость одного машино-часа трубоукладчика Cat PL83, рублей/машино-час;

A – амортизационные отчисления на полное восстановление машины, рублей/машино-час;

Z – норматив заработной платы машиниста трубоукладчика, рублей/машино-час;

B – затраты на быстроизнашивающиеся материалы, рублей/машино-час;

\mathcal{E} – норматив затрат на расход топлива, рублей / машино-час;

C – норматив затрат на смазочные материалы и гидравлические жидкости, рублей/машино-час;

P – норматив затрат на любой вид ремонт трубоукладчика , включая технический осмотр и диагностику, рублей/машино-час.

Норматив постоянных эксплуатационных затрат.

Норматив постоянных эксплуатационных затрат, амортизационные отчисления на полное восстановление машин, вычисляется по формуле:

$$A_1 = \frac{Ц \cdot H_a \cdot K_n}{T \cdot 100} \quad (26)$$

где, $Ц$ – стоимость трубоукладчика Cat PL83 , $Ц = 23\,000\,000$ рублей
стоимость по запросу [37];

H_a – годовая норма амортизационных отчислений на полное восстановление по данному виду трубоукладчика, $H_a = 12,5\%$;

K_n – коэффициент перехода от стоимости трубоукладчика к инвентарно-расчетной стоимости, $K_n = 1,66\%$;

T – нормативный годовой режим эксплуатации трубоукладчика Cat PL83, $T = 950$ часов.

$$A_1 = \frac{Ц \cdot H_a \cdot K_n}{T \cdot 100} = \frac{23000000 \cdot 12,5 \cdot 1,66}{950 \cdot 100} = 13635 \text{ рублей / машино – час}$$

Тарифной системой устанавливаются тарифные ставки по квалификационным разрядам и тарифные коэффициенты, представляющие собой отношение тарифных ставок соответствующих разрядов к тарифной ставке первого разряда.

Вычисляем заработную плату Машиниста трубоукладчика 6 разряда.

$$З = n \cdot Ч_1 \cdot K_{np} \cdot K_p \cdot K_{см} \cdot K_{нрз} \quad (27)$$

где n – количество машинистов на трубоукладчике Cat PL83, $n = 1$;

$Ч_1$ – часовая тарифная ставка машиниста трубоукладчика 6 разряда,

$Ч_1 = 271,17$ рублей; [40]

K_{np} – премиальная надбавка машинисту, $K_{np} = 60 \%$;

K_p – коэффициент, учитывающий затраты на ремонтные надбавки к заработной плате машинисту, $K_p = 17,5 \%$;

$K_{см}$ – коэффициент, учитывающий затраты на отчисление в социальное страхование, $K_{см} = 30 \%$;

$K_{нрз}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы к заработной плате, $K_{нрз} = 25 \%$.

$$\begin{aligned} З &= n \cdot Ч_1 \cdot K_{np} \cdot K_p \cdot K_{см} \cdot K_{нрз} = 1 \cdot 271,17 \cdot 1,6 \cdot 1,175 \cdot 1,3 \cdot 1,25 = \\ &= 828,42 \text{ рублей/час.} \end{aligned}$$

9.1.1 Норматив затрат на замену быстроизнашивающихся частей

Норматив затрат определяется по формуле:

$$B = \frac{Ц_q}{T_q}, \quad (28)$$

где C_q – средневзвешенная свободная цена быстроизнашивающихся частей или их компонента на машину, $C_q = 7400$ рублей [41];

T_q – средневзвешенный ресурс быстроизнашивающихся частей или их компонента на трубоукладчик, $T_q = 1700$ часов [41].

$$B = \frac{C_q}{T_q} = \frac{7400}{1700} = 4,5 \text{ рублей / машино – час}$$

9.1.2 Норматив затрат на энергоносители

Норматив затрат на энергоносители определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = N_{mon} \cdot C_{mon}, \quad (29)$$

где N_{mon} – норма расхода топлива на один трубоукладчик в один час, $N_{mon} = 45,0$ л/час [37];

C_{mon} – стоимость одного литра дизельного топлива на момент составления расчета, $C_{mon} = 36,2$ руб/л [42].

$$\mathcal{E} = N_{mon} \cdot C_{mon} = 45 \cdot 36,5 = 1642,5 \text{ рублей/машино-час.}$$

9.1.3 Норматив затрат смазочных материалов и гидравлической жидкости

Затраты на смазочные материалы и гидравлические жидкости определить достаточно сложно в силу таких причин, как использование нескольких видов смазочных материалов и гидравлической жидкости, разная периодичность замены конкретных видов смазочных материалов и гидравлических жидкостей, нестабильность цен на эти материалы. Поэтому для нашего расчета стоимость этих материалов в зависимости от нормы расхода для каждого конкретного механизма берется на момент составления

расчета. Затраты на смазочные материалы и гидравлическую жидкость с учетом утвержденных норм расхода составляют:

Машино-часов факт:

$$C = 135,2 \text{ рублей/машино-час}$$

9.1.4 Норматив затрат на все виды ремонтов трубоукладчика Cat PL83

Норматив затрат на все виды ремонтов трубоукладчика Cat PL83, их технического обслуживания и диагностирования определяется по формуле:

$$P = Z_{зан} + Ч_2, \quad (30)$$

где $Z_{зан}$ – затраты на запасные части и ремонтные материалы, которые определяются материальными затратами на приобретение запасных частей и материалов и зависят от цен на эту продукцию.

$$Z_{зан} = 420 \text{ рублей/машино-час};$$

$Ч_2$ – затраты на заработную плату персонала, выполнившего ремонт и техническое обслуживание трубоукладчика Cat PL83, которые определяются аналогично затратам на заработную плату машиниста трубоукладчика:

$$Ч_2 = Z_{p.p.} \cdot H_{з.н.} \cdot K_{нр.} \cdot K_p \cdot K_{ст.} \cdot K_{нрз.}, \quad (31)$$

где $Z_{p.p.}$ – среднечасовая заработная плата ремонтных рабочих,

$$Z_{p.p.} = 128,3 \text{ рублей/машино-час} [40];$$

$H_{з.н.}$ – трудоемкость технического обслуживания и технического ремонта, = 2 человеко-часов;

K_{np} – коэффициент, учитывающий затраты на премиальную надбавку ремонтному персоналу, $K_{np} = 60 \%$;

K_p – коэффициент, учитывающий затраты на ремонтные надбавки к заработной плате ремонтному персоналу, $K_p = 17,5 \%$;

$K_{ст}$ – коэффициент, учитывающий затраты на отчисления в социальное страхование, $K_{ст} = 30 \%$;

$K_{нрз.}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы к заработной плате, $K_{нрз.} = 25 \%$.

$$\begin{aligned} \chi_2 &= Z_{p.p.} \cdot H_{з.п.} \cdot K_{np} \cdot K_p \cdot K_{ст} \cdot K_{нрз.} = 128,3 \cdot 2 \cdot 1,6 \cdot 1,175 \cdot 1,30 \cdot 1,25 \\ &= 783,91 \text{ рублей/машино-час.} \end{aligned}$$

Норматив затрат на ремонт трубоукладчика

$$P = Z_{зан} + \chi_2 \quad (32)$$

$$P = 420 + 783,91 = 1203,91 \text{ рублей/машино-час;}$$

Стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика Cat PL83

$$C_{маш} = A + З + Б + Э + С + P, \quad (33)$$

$$\begin{aligned} C_{маш} &= 13635 + 828,42 + 4,5 + 1642,5 + 135,2 + 1203,91 \\ &= 17448,53 \text{ рублей/машино- час.} \end{aligned}$$

Номинальная стоимость с учетом накладных расходов и плановых накоплений:

$$C_{нмаш} = C_{маш} \cdot K_{нр} \cdot K_{пн}, \quad (34)$$

где $C_{\text{маш}}$ – стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика;
 $K_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, $K_{\text{нр}} = 17.5 \%$;
 $K_{\text{пн}}$ – коэффициент, учитывающий плановые накопления, $K_{\text{пн}} = 30 \%$.

$$C_{\text{маш}} = 17448,53 \cdot 1,175 \cdot 1,3 = 26652,53 \text{ рублей/машино-час.}$$

Итого:

$$O_1 = A_1 \cdot C_{\text{маш}} \quad (35)$$

$$O_1 = 350 \cdot 26652,53 = 9328385,5 \text{ руб.}$$

Выполнены расчеты затрат при эксплуатации трубоукладчика Cat PL83

9.2 Расчет затраченного времени на использование трубоукладчика при эксплуатации нового устройства.

9.2.1 Расчёт затрат на производство нового устройства:

Для изготовления нового устройства необходимо 650 кг стали (данные предоставлены программой КОМПАС-3D), а также 12 актуаторов и автоматический сварочный комплекс «Протеус».

Исходя из данных сайта [36] черный металлолом стоит сравнительно недорого, в отличие от цветного. Стоит обратить внимание на то, что в зависимости от типа стали стоять килограмм может по-разному. Самый дешевый вариант это простой лом, его цена обычно не превышает 25 рублей/1 кг. Конструкция из этого металла стоит уже до 45 рублей/1 кг. Нержавеющая сталь ценится высоко, даже лом будет стоять около 150 рублей/1 кг. Выберем заводом изготовителем ЭВРЗ (электро-вагонно

ремонтный завод). Исходя из данных сайта завода изготовителя, примем стоимость 1 кг стали 70 руб.

Рассчитаем стоимость конструкции:

$$C_k = s_c \cdot m_k \quad (36)$$

где s_c – стоимость стали

m_k – масса конструкции

$$C_k = 70 \cdot 650 = 45500 \text{ руб};$$

Расчёт стоимости актуаторов:

$$C_a = S_a \cdot N_a \quad (37)$$

где S_a – стоимость актуатора серии ATU-1[43]

N_a – количество актуаторов

$$C_a = 13700 \cdot 12 = 164400 \text{ руб},$$

Тогда стоимость устройства без сварочного комплекса «Протеус» составит:

$$C_{б.с} = C_k + C_a \quad (38)$$

$$C_{б.с} = 29250 + 164400 = 209900 \text{ руб}$$

Стоимость сварочного комплекса «Протеус» колеблется от 2450000 руб до 5700000 руб (для расчета примем среднее значение $C_{с.к} = 4000000$ руб) [44].

Рассчитаем полную стоимость устройства:

$$C_{полн.} = C_{с.к} + C_{б.с} \quad (39)$$

$$C_{полн.} = 4000000 + 209900 = 4209900 \text{ рублей.}$$

Т.к в новом устройстве применена автоматическая система сварки неповоротных стыков, время на сборку и сварку трубопровода сокращается как минимум на 30...40%.

Рассчитаем количество запланированной работы в году:

$$A_2 = A_1 \cdot b, \quad (40)$$

где A – количество машино-часов требуемых на работу при ручной электродуговой сварке

b – процент работы при электродуговой сварке системой «Протеус»

$$A_2 = 350 \cdot (1 - 0,35) = 227,5 \text{ машино – часов.}$$

Итого:

$$O_2 = A_2 \cdot C_{маш} = 227,5 \cdot 26652,53 = 8338450,5 \text{ рублей}$$

9.3 Расчет стоимости сварочного материала на период ремонта трубопроводов

Расчет стоимости электродов ESAB УОНИИ 13/55ф

$$C_{эл} = m_k \cdot c_{1к} \quad (41)$$

где m_k – необходимое количество электродов в кг (Электроды УОНИИ 13/55ф 4,0 мм, пачка 5,0 кг (тип Э50А, пост.ток, основной, СЭЗ) [33].

$c_{1к}$ – стоимость 1кг электродов

$$C_{эл} = 100 \cdot 132 = 13200 \text{ рублей.}$$

Расчет стоимости сварочной проволоки PIPE

Сплошная хромоникелевая проволока PIPE обладает прекрасной устойчивостью к поверхностной коррозии. Сплав содержит минимальное количество углерода, поэтому его рекомендуется использовать там, где существует повышенный риск межкристаллитной коррозии. Имеет широкое применение в химической и пищевой промышленности, а также в производстве трубопроводов и котлов. Предназначена для сварки нержавеющей сталей типа 18Cr-8Ni и сталей, стабилизированных ниобием того же типа, если рабочая температура, не превышает 350 °С. Соответствует стандарту ER308L (ГОСТ – Св-06Х19Н9Т). Проволока поставляется в катушках 100 мм.

$$C_{эл2} = m_{к2} \cdot c_{1к2} \quad (43)$$

где $m_{к2}$ – необходимое количество проволоки в кг

$c_{1к2}$ – стоимость 1кг проволоки

$$C_{эл} = 100 \cdot 60 = 6000 \text{ рублей}$$

Таблица 11 – Сравнение затрат на эксплуатацию трубоукладчика при разных видах сварки.

Наименование	Затраты при ручной электродуговой сварке		Затраты при автоматической сварке	
Трубоукладчик Cat PL83				
	Ед.изм.		Ед.изм	
Отработано	Мото-часы	350	Мото-часы	227,5
Затраты на эксплуатацию	Рубли	9328385,5	Рубли	8338450,5
Стоимость одного машино-часа эксплуатации	Рубли	17448,5	Рубли	17448,5
Прочее				
Фонд оплаты труда	Рубли/час	828	Рубли/час	828
Страховые взносы	Рубли	248,4	Рубли	248,4
Сварочный материал	Электроды		Проволока	
	Рубли	13200	Рубли	6000
Итого				
Итого	9341585,5		8344450,5	
	Итого при эксплуатации нового устройства только при ремонте трубопроводов в год экономия составит 997135 р			

Для наглядности представим график сравнения затрат на эксплуатацию трубоукладчика при разных видах сварки.

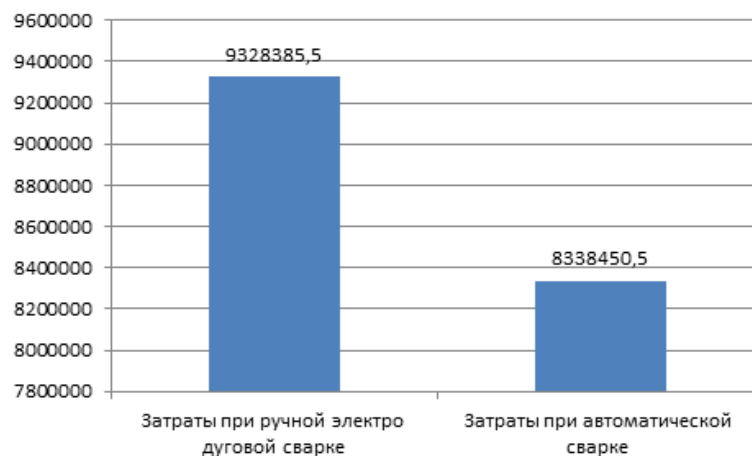


Рисунок 37 – Сравнительный анализ затрат на эксплуатацию трубоукладчиков



Рисунок 38 – Сравнительный анализ затрат на сварочные материалы

Исходя из проведенных расчетов, можно сделать вывод, что экономически целесообразно использовать новое устройство с автоматизированной системой сварки для центрирования трубопроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной аттестационной работе была рассмотрена и решена проблема ремонта линейной части магистрального трубопровода.

Детально были рассмотрены следующие вопросы:

- проведен анализ имеющегося оборудования на рынке для центровки труб, а также анализ автоматизированных сварочных систем;
- предложено новое устройство для ремонта линейной части;
- описан принцип действия и конструктив устройства;
- описаны и предложены материалы и комплектующие для изготовления устройства;
- описаны преимущества применения нового устройства;
- для наглядности описана ситуация, когда предложенное устройство возможно применить с максимальным экономическим эффектом;
- описан сам экономический эффект.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие сокращения:

ТТ – трубопроводный транспорт;

МН – магистральный нефтепровод;

НУ – новое устройство

МТ – магистральный трубопровод

НЦ – наружный центратор

СК – сварочный комплекс

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 РД 39-00147105-015 – 98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов». – Взамен «Правил капитального ремонта подземных трубопроводов», 1992 г. ; введ. 01.09.1998. – Москва : Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1998. – 197 с.

2 СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85*». – Взамен СНиП II-45-75 ; введ. 01.07.2013. – Москва : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.

3 СТО 4.2-07 – 2014 «Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности». – Введ. впервые; дата введ. 27.02.2012. – Красноярск: ИПК СФУ, 2012. – 57 с.

4 СНиП 12-03 – 2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования». – Взамен СНиП 12-03 – 99* ; введ. 01.09.2001. – Москва : Госстрой России, 2001. – 48 с.

5 Существующие методы ремонта трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ros-pipe.ru/tekh_info/ (Дата обращения: 03.05.2017).

6 PnevmoLux средства автоматизации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pnevmolux.com/> (Дата обращения: 07.05.2017).

7 Подготовка траншей. Устройство естественных и искусственных оснований под трубопроводы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://studopedia.ru/> (Дата обращения: 07.05.2017).

8 ПБ 03-273 – 99 «Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства». – Введ. 15.01.2000. – Москва : Госгортехнадзор России № 2003, 2003. – 30 с.

9 РД 03-495 – 02 «Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства». – Введ. 17.07.2002. – Москва : ПИО ОБТ, 2004. – 78 с.

10 РД-25.160.00-КТН-011 – 10 «Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов». – Введ. 31.12.2009. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 36 с.

11 РД 03-615 – 03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов». – Введ. 19.06.2003. – Москва : ПИО ОБТ, 2003. – 22 с.

12 Расчет автоматической сварки в строительстве [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pandia.ru/> (Дата обращения: 18.04.2017).

13 Расчет режимов сварки под флюсом, проволокой сплошного сечения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pvrt.ru/> (Дата обращения: 01.05.2017).

14 ВСН 011 – 88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». – Взамен ВСН 157 – 83 ; введ. 01.02.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 113 с.

15 ИТС Москва [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.its-m.ru/svarochniy-avtomat-proteus.html> (Дата обращения: 06.05.2017).

16 РД 39-30-499 – 80 «Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов». – Введ. 10.02.1981. – Москва : Миннефтепром, 1981. – 48 с.

17 ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования». – Взамен ГОСТ 12.1.012 – 90 ; введ. 01.07.2008. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 20 с.

18 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. 31.10.1996. – Москва : Госкомсанэпиднадзор РФ, 1996. – 8 с.

19 Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам жилищно – коммунального хозяйства, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями

труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением [Электронный ресурс] : приказ Минздравсоцразвития РФ от 03.10.2008 № 543н в ред. 20.02.2014 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

20 ГОСТ Р 52727 – 2007 «Техническая диагностика. Акустико – эмиссионная диагностика. Общие требования». – Введ. 01.10.2007. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 16 с.

21 ГОСТ 19433 – 88 «Грузы опасные. Классификация и маркировка». – Взамен ГОСТ 19433 – 81 ; введ. 01.01.90. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 49 с.

22 ГОСТ 30852.5 – 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения». – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 23 с.

23 Динамика цен на нефть Brent (ICE.Brent, USD за баррель) // ООО «Яндекс» [сайт]. – Режим доступа: <https://news.yandex.ru>.

24 ГОСТ 25100 – 2011 «Грунты. Классификация». – Взамен ГОСТ 25100-95 ; введ. 01.01.2013. – Москва : Стандартиформ, 2013. – 42 с.

25 ГОСТ 30852.11 – 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам». – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 16 с.

26 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.

27 ГОСТ 31610.10 – 2012 «Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон». – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 51 с.

28 РД-13.220.00-КТН-211 – 12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы Транснефть». – Взамен РД-13.220.00-КТН-575 – 06 ; введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО АК "Транснефть, 2014. – 187 с.

29 ГОСТ 30852.0 – 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Общие требования». – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 56 с.

30 Патент 2102213 Российская Федерация, МПК В 23 К 37/053. Наружный центратор / Капустин В.Е., Двуреченский А.Г., Варавин И.И. ; патентообладатель Государственное предприятие Научно-исследовательский институт «Гермес». – № 99120439/02 ; заявл. 30.04.1996 ; опубл. 20.01.1998, Бюл. № 12 (I ч.). – 3 с.

31 Патент 2167753 Российская Федерация, МПК В 23 К 37/02. Автомат для дуговой сварки неповоротных стыков трубопроводов / Князьков А.Ф., Князьков С.А., Пилипенко Д.В. ; патентообладатель Томский политехнический университет. – № 98112174/02 ; заявл. 22.06.1998 ; опубл. 27.05.2001, Бюл. № 19 (II ч.). – 3 с.

32 Патентный поиск в РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/> (Дата обращения: 03.05.2017).

33 Сварочное оборудование. Электроды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.220-volt.ru/> (Дата обращения: 23.05.2017).

34 Сварочное оборудование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://svarka24.ru> (Дата обращения: 23.05.2017).

35 Сварочный комплекс для сварки неповоротных стыков ПРОТЕУС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://linksvar.ru> (Дата обращения: 10.04.2017).

36 Стоимость металлов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mfina.ru> (Дата обращения: 10.04.2017).

37 Оборудование трубопроводного транспорта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cat.com/> (Дата обращения: 23.05.2017).

38 Трудовой кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ ред. от 03.07.2007. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39 Трудовой кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] : федер. закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ ред. от 03.07.2007. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40 Часовая тарифная ставка машиниста [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.managefavor.ru/> (Дата обращения: 23.05.2017).

41 Сметный портал [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-smeta.ru/> (Дата обращения: 23.05.2017).

42 Стоимость топлива каждый день [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://natrakte.ru> (Дата обращения: 24.05.2017).

43 Актуаторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.expertcen.ru/> (Дата обращения: 24.05.2017).

44 Стоимость сварочного комплекса «Протеус» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://industry.oksar.ru> (Дата обращения: 24.05.2017).